

VISIT...

LANZAROTE
Caliente.COM

В. И. Манюк, Я. И. Каплинский, Э. Б. Хиж,
А. И. Манюк, В. К. Ильин

Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей

Справочник

3-е издание,
переработанное и дополненное



Москва
Стройиздат
1988

ГЛАВА 1 **ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ**

1.1. ЕДИНИЦЫ МЕЖДУНАРОДНОЙ СИСТЕМЫ СИ **И СООТНОШЕНИЯ МЕЖДУ ПРИМЕНЯЕМЫМИ ЕДИНИЦАМИ** **И ЕДИНИЦАМИ СИСТЕМЫ СИ**

Единицы международной системы СИ и соотношения между применяемыми единицами и единицами системы СИ приведены в табл. 1.1 и 1.2.

Таблица 1.1. ОСНОВНЫЕ И НЕКОТОРЫЕ ПРОИЗВОДНЫЕ ЕДИНИЦЫ
МЕЖДУНАРОДНОЙ СИСТЕМЫ СИ

Величина	Единица измерения	Обозначение
Длина	метр	м
Масса	килограмм	кг
Время	секунда	с
Сила (вес)	ньютон	Н
Давление	паскаль	Па
Палор	метр	м
Энергия, работа, количество теплоты	джоуль	Дж
Мощность, поток энергии	ватт	Вт
Плотность	килограмм на кубический метр	кг/м ³
Удельный объем	кубический метр на килограмм	м ³ /кг
Удельный вес	ньютон на кубический метр	Н/м ³
Массовый расход	килограмм в секунду	кг/с
Термодинамическая температура	кельвин	К
Теплоемкость системы	джоуль на кельвин	Дж/К
Удельная теплоемкость	джоуль на килограмм-кельвин	Дж/(кг·К)
Коэффициент теплообмена (теплоотдачи), коэффициент теплопередачи	ватт на квадратный метр-кельвин	Вт/(м ² ·К)
Теплопроводность	ватт на метр-кельвин	Вт/(м·К)
Теплота сгорания топлива	джоуль на килограмм	Дж/кг
Удельный расход топлива	килограмм на джоуль	кг/Дж

**Таблица 1.2. СООТНОШЕНИЕ МЕЖДУ ЕДИНИЦАМИ,
ПРИВОДИМЫМИ В СПРАВОЧНИКЕ, И ЕДИНИЦАМИ СИСТЕМЫ СИ**

Наименование величин	Значение	
	в приводимых единицах	в единицах системы СИ
Количество теплоты	1 кал	4,187 Дж
	0,239 кал	1 Дж
	1 ккал	4,187 кДж
	1 Гкал	4,187 ГДж
Массовый расход	1 т/ч	0,278 кг/с
	3,6 т/ч	1 кг/с
Объемный расход	1 м ³ /ч	$2,78 \cdot 10^{-4}$ м ³ /с
	$3,6 \cdot 10^3$ м ³ /ч	1 м ³ /с
Работа и энергия	1 кВт·ч	3600 кДж
	$2,78 \cdot 10^{-7}$ кВт·ч	1 Дж
Мощность	1 Гкал/ч	1,16 МВт
	0,86 Гкал/ч	1 МВт
<u>Давление</u>	1 ат = 1 кгс/см ²	98065,5 Па = 0,98 МПа
	$1,02 \cdot 10^{-5}$ ат = $1,02 \cdot 10^{-5}$ кгс/см ²	1 Па
	1 мм вод. ст.	9,81 Па
	0,102 мм вод. ст.	1 Па
	1 мм рт. ст.	133,4 Па
	0,0075 мм рт. ст.	1 Па
	1 ккал/(кг·°С)	4,187 кДж/(кг·К)
Удельная теплоемкость	2,39 ккал/(кг·°С)	1 Дж/(кг·К)
	1 ккал/°С	4,187 кДж/К
Теплоемкость системы	$2,39 \cdot 10^{-4}$ ккал/°С	1 Дж/К
	1 ккал/(ч·м ² ·°С)	1,16 Вт/(м ² ·К)
Коэффициент теплообмена (теплоотдачи)	0,86 ккал/(ч·м ² ·°С)	1 Вт/(м ² ·К)
Коэффициент теплопередачи	1 ккал/(ч·м·°С)	1,16 Вт/(м·К)
Коэффициент теплопроводности	0,86 ккал/(ч·м·°С)	1 Вт/(м·К)
Теплота сгорания топлива	1 ккал/кг	4,187 кДж/кг
	$0,239 \cdot 10^{-3}$ ккал/кг	1 Дж/кг
Удельный расход условного топлива	1 кг/(кВт·ч)	$2,78 \cdot 10^{-4}$ кг/кДж
	$3,6 \cdot 10^6$ кг/(кВт·ч)	1 кг/Дж
Сила (вес)	1 кгс	9,807 Н
	0,102 кгс	1 Н
Удельный вес	1 кгс/м ³	9,807 Н/м ³
	0,102 кгс/м ³	1 Н/м ³

29, на п. 5 БИ

1.2. КЛИМАТОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ПО НЕКОТОРЫМ ГОРОДАМ СССР

Климатологические данные, необходимые для расчета отопительно-вентиляционных тепловых нагрузок и годового потребления теплоты, принятые по СНиП 2.01.01—82 и климатологическим справочникам, приведены в табл. 1.3.

**Таблица 1.3. КЛИМАТОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ СССР ДЛЯ РАСЧЕТА
ОТОПИТЕЛЬНО-ВЕНТИЛЯЦИОННЫХ НАГРУЗОК И ГОДОВОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОТЫ**

№ п/п	Наименование населенных пунктов	Температура отопительного периода, °С				Скорость ветра в январе, м/с	Продолжительность отопительного периода, сут	Постоянная температура наружного воздуха, °С											Всего часов		
		Абсолютный минимум	расчетная для отопления	расчетная для вентиляции	средняя			49,9 ÷ -45	44,9 ÷ -40	-39,9 ÷ -35	-34,9 ÷ -30	29,9 ÷ -25	-24,9 ÷ -20	-19,9 ÷ -15	-14,9 ÷ -10	-9,9 ÷ -5	0 ÷ -4,9	+0,1 ÷ +5		+5,1 ÷ +10	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1.	Абакан, Красноярского края	-50	-42	-27	-9,5	6,5	226	-	-	26	78	172	315	458	585	718	733	741	848	750	5424
2.	Ачинское, Читинской обл.	-51	-36	-26	-10,8	-	237	-	-	21	122	323	560	727	720	613	657	653	590	702	5688
3.	Азов, Ростовской обл.	-33	-22	-8	-0,5	5,7	171	-	-	-	-	-	5	35	134	307	622	1142	1173	686	4104
4.	Актюбинск	-48	-31	-21	-7,3	7,4	203	-	-	-	1	22	130	321	575	590	827	897	888	521	4872
5.	Александровск, Сахалинской обл.	-41	-27	-19	-6,2	7,8	238	-	-	-	-	8	108	435	757	883	826	893	1083	719	5712
6.	Александров, Владимирской обл.	-47	-27	-16	-4,2	4,6	220	-	-	-	-	12	44	146	353	627	997	1256	1233	612	5280
7.	Алапавск, Свердловской обл.	-48	-36	-22	-6,9	4,6	229	-	3	15	60	134	247	392	542	680	805	922	1089	607	5495
8.	Алдан, Якутской АССР	-51	-42	-32	-13,1	4,1	226	-	6	38	205	537	791	767	742	662	689	726	696	525	6384
9.	Алма-Ата	-36	-25	-10	-2,1	1,9	166	-	-	-	-	-	9	62	169	423	803	1022	695	801	3984
10.	Амдерма, Ненецкий н. о.	-48	-36	-28	-7,0	-	365	-	-	3	36	77	190	332	625	1019	1604	1842	2082	950	8760
11.	Амга, Якутской АССР	-65	-55	-46	-21,8	2,5	256	-	6	37	197	517	761	738	714	657	663	699	670	505	6144
12.	Амангельды, Тургайской обл.	-47	-34	-22	-8,5	-	204	-	-	3	29	70	156	290	457	720	908	887	745	631	4896
13.	Ангарск, Иркутской обл.	-51	-40	-25	-9,4	2,9	239	-	-	22	323	438	520	552	467	441	478	665	931	552	5736
14.	Анадырь, Магаданской обл.	-51	-40	-30	-11,3	11,4	307	-	-	22	151	456	669	690	793	826	840	1068	1116	737	7368
15.	Андижан	-29	-14	-6	1,3	2,1	123	-	-	-	-	-	-	7	27	121	334	809	1142	632	3072

16.	Архангельск	-45	-31	-19	-4,7	5,9	251	-	-	2	25	53	131	228	430	701	1102	1267	1432	653	6024
17.	Армавир	-43	-31	-17	-4,9	7,5	211	-	-	-	2	21	72	177	394	647	939	1150	1101	559	5664
18.	Архангельск	-34	-19	-7	0,5	7,8	159	-	-	-	-	-	4	11	58	215	613	1150	1069	696	3816
19.	Архангельск	-42	-28	-18	-6,0	-	181	-	-	-	-	4	11	44	124	347	582	1079	1288	925	4344
20.	Астрахань	-34	-23	-8	-1,6	4,8	172	-	-	-	-	-	40	93	184	317	644	1229	1116	508	4128
21.	Ачинск, Красноярский край	-60	-41	-23	-7,9	5,7	233	-	1	18	67	131	267	369	546	781	916	943	1053	620	5712
22.	Ашхабад	-24	-11	-2	3,9	2,8	111	-	-	-	-	-	-	1	9	49	189	585	1132	699	2664
23.	Баку	-13	-4,0	1,0	5,1	8,4	119	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13	163	1149	1531	2856
24.	Балазов, Саратовский обл.	-38	-27	-15	-4,6	7,3	199	-	-	-	-	3	46	153	353	487	650	938	862	1284	4776
25.	Балхаш	-45	-31	-20	-6,9	6,1	190	-	-	-	-	4	11	47	130	303	611	1132	1552	970	4560
26.	Бараньск, Новосибирской обл.	-48	-39	-26	-9,6	6,5	228	-	-	13	56	142	295	538	734	861	816	848	742	427	3472
27.	Барановичи	-37	-22	-10	-0,7	5,5	197	-	-	-	-	4	14	50	153	384	675	1334	1497	617	4728
28.	Баргузин, Бурятский АССР	-52	-42	-29	-11,8	-	239	-	2	36	172	355	521	595	629	644	581	704	830	667	5736
29.	Барнаул	-52	-39	-23	-8,3	5,9	219	-	1	10	39	115	239	390	603	798	853	833	752	623	5256
30.	Бежецк, Калининский обл.	-52	-31	-15	-3,9	5,0	218	-	-	-	-	14	39	112	354	565	940	1329	1110	769	5232
31.	Белая Церковь	-36	-21	-10	-1,2	4,6	188	-	-	-	-	1	4	31	131	338	630	1231	1488	558	4512
32.	Белгород	-37	-23	-12	-2,2	5,9	196	-	-	-	-	1	10	47	196	426	782	1222	1302	718	4704
33.	Белый, Молдавская ССР	-35	-16	-8	0,2	3,5	172	-	-	-	-	-	-	2	44	188	396	969	1861	668	4128
34.	Белогорск, Амурской обл.	-48	-37	-30	-12,6	2,7	219	-	18	129	299	426	535	589	570	440	460	597	755	438	5256
35.	Белорецк, Башкирской АССР	-47	-34	-22	-7,2	5,6	232	-	-	2	14	89	158	332	531	691	966	1192	1086	527	5568
36.	Бердянск	-29	-19	-7	0,0	7,0	168	-	-	-	-	-	9	35	122	226	439	1107	1452	642	4032
37.	Березники, Пермский обл.	-48	-35	-21	-6,3	-	234	-	-	1	18	70	146	303	592	842	1016	993	1047	588	5616
38.	Бийск, Алтайского края	-53	-38	-24	-8,7	4,7	222	-	1	10	40	117	242	396	611	809	865	844	762	631	5328
39.	Биробиджан	-43	-32	-25	-10,3	4,4	211	-	-	-	2	22	275	711	888	761	651	585	806	366	5067
40.	Бирск, Башкирской АССР	-44	-35	-19	-6,3	7,0	214	-	-	2	13	61	146	307	491	538	890	1100	1003	485	5136
41.	Благовещенск	-45	-34	-25	-11,5	3,4	212	-	-	-	12	128	436	782	851	709	572	557	710	331	5088
42.	Бобруйск	-37	-25	-10	-1,2	4,4	199	-	-	-	-	5	20	71	219	549	966	1909	2144	883	5766

Продолжение табл. 1.3.

№ п/п	Наименование населенных пунктов	Температура относительного периода, °С				Средняя	Скорость ветра в м/сек	Продолжительность периода, сут	Целесообразность температурного водопользования										Всего часов			
		Абсолютный минимум	расчетная для отопления	расчетная для вентиляции	расчетная для вентиляции				10	11	12	13	14	15	16	17	18	19		20	21	22
43.	Богучаны, Красноярского края	-58	-47	-30	-10,3	5,3	246	—	21	75	140	242	383	482	678	731	687	775	929	761	5904	
44.	Болайбо	-55	-47	-36	-13,9	—	257	21	127	248	347	471	559	594	502	475	514	715	1001	594	6158	
45.	Боржони	-28	-11	-2	2,4	3,1	189	—	—	—	—	—	—	—	3	52	282	1567	1737	895	4536	
46.	Братск, Иркутской обл.	-58	-43	-30	10,3	3,4	245	—	21	75	140	242	383	482	678	731	687	775	929	761	5904	
47.	Брест	-36	-20	-8	0,4	5,2	186	—	—	—	—	4	13	47	145	362	637	1260	1413	583	4464	
48.	Брянск	-42	-26	-13	2,6	6,3	206	—	—	—	—	2	15	76	279	545	902	1304	1364	457	4944	
49.	Бугульма, Татарской АССР	-44	-33	-19	-6,3	7,5	222	—	—	—	1	20	88	226	471	731	972	1106	932	761	5328	
50.	Бугуруслан, Оренбургской обл.	-49	-30	-19	-6,5	6,5	211	—	—	—	4	37	128	315	454	693	911	1142	969	411	3064	
51.	Бузулук, Оренбургской обл.	-48	-32	-19	-6,5	6,4	204	—	—	—	1	10	101	283	481	587	847	1002	972	612	4896	
52.	Бухара	-26	-12	-4	2,6	4,5	129	—	—	—	—	—	—	7	4	125	283	753	1156	723	3096	
53.	Великие Луки	-46	-27	-12	-2,6	6,1	209	—	—	—	—	1	24	83	174	399	764	1301	1615	655	5016	
54.	Великий Устюг	-53	-36	-19	-9,4	4,2	235	—	—	2	24	50	122	214	403	655	1032	1186	1341	611	5640	
55.	Вентспилс	-32	-18	-7	0,7	9,7	207	—	—	—	—	—	2	7	38	169	439	1138	2349	826	4968	
56.	Верхояск	-68	-59	-51	-25,2	2,1	272	756	633	628	495	456	377	329	341	377	407	514	662	563	6528	
57.	Вильнюс	-37	-23	-9	0,9	5,6	194	86	—	—	—	—	3	19	104	273	632	1242	1574	809	4656	
58.	Вильяск	-61	-52	-42	-18,8	3,0	260	—	262	383	480	594	586	556	514	475	524	673	688	519	6240	
59.	Винница	-36	-21	-10	1,1	4,7	189	—	—	—	—	1	10	39	126	320	642	1225	1493	680	4536	
60.	Витим, Якутской АССР	-61	-51	-36	14,6	4,9	256	255	537	544	543	494	379	329	313	389	499	646	746	460	6144	
61.	Витебск	-41	-26	-12	-1,6	6,9	205	—	—	—	—	1	14	59	190	501	843	1396	1210	706	4920	
62.	Владивосток	-31	-24	-16	-4,8	9,0	201	—	—	—	—	—	2	87	419	322	850	817	863	964	4824	
63.	Владимир	-48	-28	-16	-4,4	4,5	217	—	—	—	—	12	43	144	348	619	964	1240	1217	604	5211	

64.	Вологодск	-36	-25	-13	-3,4	8,1	182	-	-	-	-	-	1	12	116	303	522	738	1181	1048	449	4368
65.	Вологда	-48	-31	-16	-4,8	6,0	228	-	-	-	-	-	2	30	165	371	663	989	1209	1170	802	5472
66.	Вольск, Саратов- ской обл.	-43	-25	-16	-4,9	-	199	-	-	-	-	-	3	18	213	383	582	850	1119	995	524	4776
67.	Волхов	-49	-28	-13	-2,7	4,5	227	-	-	-	-	-	-	21	64	198	454	859	1400	1747	705	5448
68.	Воркута	-52	-41	-26	-9,4	10,1	299	-	1	25	108	-	204	346	524	735	935	1040	1275	1337	646	7176
69.	Воронеж	-38	-26	-14	-3,4	5,1	199	-	-	-	-	-	7	27	112	333	547	871	1179	1202	498	4776
70.	Воршиловград	-42	-25	-10	-1,6	6,8	180	-	-	-	-	-	1	7	53	161	382	665	1038	1340	673	4320
71.	Воткинск	-49	-34	-19	-6,4	4,5	220	-	-	3	12	-	58	140	279	510	788	997	1055	877	561	5280
72.	Выборг	-38	-24	-12	-2,3	6,9	227	-	-	-	-	-	-	21	64	198	454	859	1400	1747	705	5448
73.	Вышний Волочок	-48	-29	-14	-3,3	4,3	217	-	-	-	-	-	14	39	111	353	562	936	1323	1105	765	5208
74.	Вязьма	-43	-27	-14	-3,5	5,3	217	-	-	-	-	-	2	20	89	268	580	885	1364	1364	616	5208
75.	Гагарин	-50	-29	-14	-3,5	4,6	218	-	-	-	-	-	2	21	89	269	583	889	1390	1370	619	5232
76.	Гагра	-13	-2	4	7,5	-	124	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	105	1185	1683	2976
77.	Гатчина	-43	-28	-13	-2,6	-	230	-	-	-	-	-	-	21	65	201	459	869	1419	1771	715	5520
78.	Генеральск, Херсон- ской обл.	-32	-19	-6	0,6	6,6	163	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	80	466	1815	1544	3912
79.	Гомель	35	-24	-11	-1,3	5,5	197	-	-	-	-	-	4	14	50	153	384	675	1334	1497	617	4728
80.	Горький	-41	30	-16	-4,7	5,1	218	-	-	-	2	-	22	74	183	407	668	970	1189	1139	578	5252
81.	Горно-Алтайск	-49	-33	-21	-7,4	4,3	224	-	1	10	40	-	118	245	399	617	817	873	852	769	635	5376
82.	Гродно	-35	-22	-9	-0,1	5,1	193	-	-	-	-	-	4	14	49	150	376	661	1307	1467	604	4532
83.	Грозный	-33	-18	-5	0,4	3,5	164	-	-	-	-	-	-	8	40	100	177	367	1080	1486	678	3936
84.	Гурьев	-38	-24	-12	-3,8	7,8	182	-	-	-	-	-	5	22	97	282	498	765	1148	1042	509	4368
85.	Гусь-Хрустальный	-44	-27	-16	-4,0	4,6	214	-	-	-	-	-	12	42	142	343	610	970	1223	1199	595	5136
86.	Даугавпилс	-43	-27	-10	-1,5	5,1	203	-	-	-	-	-	-	10	43	166	339	652	1018	1706	934	4872
87.	Дербент	-21	-9	0	3,6	5,2	145	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11	70	450	1803	1146	3480
88.	Джамбул	-41	-24	-9	-1,1	5,7	167	-	-	-	-	-	4	10	41	114	266	537	995	1188	853	4008
89.	Джанкой	-30	-17	-5	1,5	4,9	160	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	73	457	1732	1516	3840
90.	Дзержинск	-50	-33	-21	-7,8	5,7	195	-	-	-	-	-	5	12	48	134	312	630	1168	1396	1001	4704
91.	Джизак, УзССР	-32	-17	-5	2,4	5,5	128	-	-	-	-	-	-	-	7	47	124	281	747	1140	717	3072
92.	Диксон, Краснояр- ского края	-51	-41	-33	-11,5	12,2	365	-	2	41	281	-	492	770	955	970	884	842	1098	1644	781	8760
93.	Днепропетровск	-34	-23	-9	-1,0	5,5	175	-	-	-	-	-	-	9	37	127	235	457	1152	1514	669	4200
94.	Донецк	-37	-23	-10	-1,8	6,2	183	-	-	-	-	-	-	10	44	183	398	730	1141	1216	670	4392
95.	Дрогобыч	-35	-19	-8	0,6	6,2	186	-	-	-	-	-	-	-	2	21	63	464	1055	1704	1155	4464
96.	Друскининкай	-39	-20	-9	-4,5	-	193	-	-	-	-	-	-	3	19	103	272	628	1235	1566	805	4632

117.	Измаил, Одесской обл.	-26	-14	-5	1,7	6,2	153	-	-	-	126	247	344	467	554	590	3	14	85	331	818	1321	1100	3672
118.	Илимск, Иркутской обл.	-59	-45	-29	-11,2	3,3	255	20	-	-	126	-	-	-	-	-	-	498	471	510	709	993	590	6120
119.	Иркутск	-50	-37	-25	-8,9	2,9	241	-	-	-	-	7	50	114	283	402	856	857	704	724	991	796	5784	
120.	Ишим, Тюменской обл.	-49	-36	-25	-7,6	6,3	221	-	-	6	50	106	218	341	479	581	624	660	770	941	528	5304		
121.	Йошкар-Ола	-47	-34	-18	-6,1	6,2	220	-	-	-	-	2	22	74	183	407	667	975	1184	1158	598	5280		
122.	Казань	-47	-32	-18	-5,7	5,7	218	-	-	-	-	1	20	86	222	463	737	954	1088	914	747	5232		
123.	Калачин-на-Дону	-40	-25	-13	-3,0	4,9	182	-	-	-	-	-	1	12	116	303	522	736	1181	1048	449	4368		
124.	Калинин	-50	-29	-15	-3,7	6,2	219	-	-	-	-	-	14	39	112	356	568	945	1335	1115	772	5256		
125.	Калининград областной	-33	-18	-7	-0,6	5,9	195	-	-	-	-	-	-	3	19	105	274	636	1248	1582	813	4560		
126.	Калуга	-46	-27	-14	-3,5	4,9	214	-	-	-	-	-	6	17	89	258	473	841	1250	1456	741	5136		
127.	Каменск-Уральский	-46	-34	-22	-7,5	5,0	224	-	-	3	14	59	131	242	383	530	665	788	901	1066	594	5376		
128.	Каменск-Польский	-33	-20	-9	-0,3	5,4	180	-	-	-	-	-	-	3	18	70	258	537	1173	1458	803	4320		
129.	Камышин	-37	-26	-15	-4,5	8,5	189	-	-	-	-	-	6	41	197	378	607	778	1047	916	566	4536		
130.	Канаш	-42	-32	-16	-5,5	5,5	215	-	-	-	-	1	7	20	84	168	769	990	1106	1021	502	5160		
131.	Капалакша	-42	-28	-18	-4,1	5,7	267	-	-	-	-	-	6	30	91	298	625	1090	1624	1733	911	6408		
132.	Кавск	-51	-42	-26	-9,0	7,3	238	-	-	5	37	96	178	334	434	639	792	824	833	926	614	5712		
133.	Караганда	-49	-32	-20	-7,5	7,7	212	-	-	-	-	3	30	72	162	301	475	748	944	922	775	656	5088	
134.	Каунас	-36	-22	-8	-0,6	4,9	192	-	-	-	-	-	-	3	19	103	270	625	1229	1538	801	4608		
135.	Кашира	-44	-27	-15	-4,1	7,1	215	-	-	-	-	-	3	12	33	127	249	493	839	1314	1397	693	5160	
136.	Кемерово *	-55	-39	-24	-8,8	6,8	232	-	-	-	-	15	75	117	287	432	658	883	885	818	513	5568		
137.	Кемь	-43	-27	-15	-3,5	5,7	260	-	-	-	-	-	2	10	40	163	416	701	1102	1479	1473	758	6144	
138.	Керчь	-26	-15	-4	-2,2	7,4	153	-	-	-	-	-	-	-	2	10	77	284	866	1400	1033	3672		
139.	Кзыл-Орда, Казах-ской ССР	-38	-24	-12	-3,4	6,5	168	-	-	-	-	-	4	10	41	114	267	540	1002	1195	859	4032		
140.	Киев	-32	-22	-10	-1,1	4,3	187	-	-	-	-	-	-	1	4	31	130	336	627	1225	1480	654	4488	
141.	Кинешма	-45	-31	-16	-4,5	5,1	219	-	-	-	-	-	3	18	55	161	366	653	928	1197	1197	678	5236	
142.	Киров	-45	-33	-19	-5,3	5,3	231	-	-	-	-	-	6	54	113	254	531	796	1038	1151	895	606	5544	
143.	Кировоград	-18	-8	-1	-3,9	4,2	132	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	67	639	1577	878	3168		
144.	Кировоград	-32	-15	-8	-0,7	4,3	153	-	-	-	-	-	-	-	-	18	185	432	1085	1244	617	3672		
145.	Кировоград	-35	-22	-9	-1,9	5,9	185	-	-	-	-	-	-	-	10	39	248	483	1219	1600	707	4440		
146.	Кировск, Мурман-ской обл.	-41	-28	-16	-4,7	-	284	-	-	-	-	-	-	6	32	97	317	665	1160	1727	1843	969	6816	

Продолжение табл. 1.3

Приложение табл. 1.3

№ п.п.	Наименование населенных пунктов	Температура отопи-тельного периода, °С				Скорость ветра в январе, м/с	Продолжительность отопи-тельного периода, сут	Постоянная температура наружного воздуха, °											Всего часов		
		Абсолютная миним.	расчетная для отопления	расчетная для вентиляции	средняя			50 и ниже	-49,9 ÷ -45	-44,9 ÷ -40	-39,9 ÷ -35	-34,9 ÷ -30	-29,9 ÷ -25	-24,9 ÷ -20	-19,9 ÷ -15	-14,9 ÷ -10	-9,9 ÷ -5	-4,9 ÷ -0		+0,1 ÷ +5	+5,1 ÷ +8
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
147	Кишинев	-32	-16	-7	0,6	4,1	166	-	-	-	-	-	-	2	43	181	382	935	1796	645	3984
148	Клайпеда	-35	-20	-7	0,4	10,5	194	-	-	-	-	-	3	19	104	273	632	1242	1574	809	4392
149	Козьмодемьянск	-44	-31	-17	-4,9	5,8	214	-	-	-	18	73	188	7	411	689	936	1126	1019	675	5136
150	Коканд, УзССР	-27	-13	-4	1,6	2,0	131	-	-	-	-	-	-	-	28	124	342	828	1168	647	3144
151	Кокчетав	-51	-31	-21	-7,9	9,5	214	-	2	11	13	47	174	385	659	881	878	816	767	515	5136
152	Космопольск-на-Амуре	-50	-35	-27	-11,2	5,7	221	-	-	-	13	133	455	815	887	739	596	580	741	345	5304
153	Конотоп	-37	-23	-11	-2,2	5,0	193	-	-	-	-	1	10	39	129	327	655	1251	1526	694	4632
154	Коростель, Житомирской обл.	-34	-21	-10	-1,0	5,8	194	-	-	-	-	-	5	22	104	312	623	1250	1570	770	4656
155	Кострома	-46	-31	-16	-4,5	5,8	224	-	-	-	3	19	57	165	374	868	949	1224	1223	694	5376
156	Котлас, Архангельской обл.	-51	-34	-19	-5,5	5,6	237	-	-	2	24	50	123	216	406	661	1042	1196	1352	616	5688
157	Котовск, Одесской обл.	-31	-20	-9	-0,6	-	178	-	-	-	-	-	-	2	46	194	410	1003	1926	691	4272
158	Кохла-Ярве	-35	-23	-11	-1,6	5,9	222	-	-	-	-	-	1	19	120	326	698	1346	1985	833	5328
159	Краснодар	-36	-19	-5	-1,5	3,2	152	-	-	-	-	-	1	14	37	137	320	858	1502	779	3648
160	Красноводск	-17	-8	0	4,6	5,2	109	-	-	-	-	-	-	-	-	6	52	342	1090	1116	2616
161	Красноуфимск	-48	-36	-21	-7,0	5,1	227	-	3	15	60	132	246	389	538	674	798	912	1079	602	5448
162	Красноярск	-53	-40	-22	-7,2	6,2	235	-	0,5	17	66	129	263	364	539	771	905	932	1042	612	5640
163	Кременчуг	-35	-21	-9	-0,9	-	180	-	-	-	-	5	8	44	155	376	696	1178	1086	772	4320
164	Кривой Рог	-35	-23	-9	-0,6	6,2	178	-	-	-	-	-	9	38	129	239	465	1172	1540	680	4272
165	Куйбышев	-43	-30	-18	-6,1	5,4	206	-	-	-	1	10	102	285	485	592	855	1013	983	618	4944
166	Курган	-49	-37	-24	-8,7	5,0	217	-	-	1	13	77	215	426	637	791	880	826	793	549	5208
167	Курск	-38	-26	-14	-3,0	5,3	198	-	-	-	-	3	12	81	245	524	857	1270	1141	619	4752
168	Кустанай	-51	-35	-22	-8,7	5,8	213	-	-	3	5	66	237	451	638	775	848	809	755	525	5112

169	Кутаиси	-17	-3	3	6,8	8,0	121											7	132	1443	1322	2904
170	Ленинбад *	-26	-13	-5	2,0	6,8	129											259	882	1238	632	3129
171	Ленинскан	41	23	14	-4,3	3,4	163											697	827	896	844	3912
172	Ленинград	36	26	-11	-2,2	4,2	219											828	1350	1686	681	5256
173	Ленингорск, Ка- захской ССР	47	29	-14	-5,9	6,3	228											873	757	680	694	5472
174	Ленинск-Кузнецкий	-35	-37	-23	-8,1	5,5	229											981	932	913	570	5496
175	Ленкорань	-16	-4	2	5,3	2,7	118											11	188	1269	1363	2832
176	Ленель, Витебской обл.	40	26	-11	-1,3	4,0	205											703	1388	1557	643	4920
177	Ливны, Орловской обл.	39	-26	-14	-3,5	5,4	204											847	1207	1205	541	4896
178	Липецк	-38	-27	-15	-3,9	5,9	199											826	1177	1176	528	4776
179	Липная	-33	-18	-6	0,8	8,6	202											402	1035	2255	965	4848
180	Луцк	-34	-20	-8	-0,2	6,3	187											600	1206	1513	742	4488
181	Львов	-34	-19	-9	-0,2	6,4	191											458	1039	1678	1133	4392
182	Магнитогорск	-46	-34	-22	-7,9	8,1	218											828	758	608	521	5232
183	Майкоп	34	-19	-5	1,7	5,7	154											354	823	1304	1049	3696
184	Мама, Иркутской обл.	-56	-46	-32	-12,7	5,2	236	21	128	247	346	469	556	592	500	473	512	713	997	592	5144	
185	Маринск, Кеме- ровской обл.	-55	-40	-24	-8,1	5,7	235	2	17	60	134	253	397	576	856	917	922	937	937	567	5640	
186	Махачкала	-26	-14	2	2,6	8,5	151											186	649	1833	883	3624
187	Мелекес	-47	-29	-18	-5,7	4,6	210											880	1097	965	593	5040
188	Мелитополь	-33	-19	-7	0,0	5,1	169											441	1113	1461	646	4056
189	Минск	-39	-25	-10	-1,2	5,5	203											696	1375	1542	636	4872
190	Мяусенск	-53	-40	-27	-9,5	4,8	226											734	741	848	749	5424
191	Мургород	-38	-22	-10	-1,5	6,2	186											726	1231	1134	807	4512
192	Мурнаи, Якутской АССР	-	-48	-30	14,9	6,0	267	276	560	567	565	515	399	343	327	406	520	673	777	480	6708	
193	Мынчаур, АзССР	-	-6	-0	4,8	4,6	116											59	561	1386	772	2784
194	Мурзинск	-37	-26	-15	-4,3	5,4	202											879	1174	1127	496	4848
195	Могилев	-37	-25	-11	-1,5	5,0	204											639	1381	1551	639	4896
196	Моршанск, Тамбо- вской обл.	-40	-27	-16	-4,6	5,0	204											879	1174	1127	496	4848
197	Москва *	-40	-26	-15	-3,6	4,9	213											800	1253	1333	660	4920
198	Мурманск	-38	-27	-18	-3,3	7,5	281											1147	1709	1823	959	6744

Продолжение табл. 1.3

№ п/п	Наименование населенных пунктов	Температура отопительного периода, °С				Скорость ветра в м/сек	Продолжительность отопительного периода, сут	Повторяемость температур наружного воздуха, °С											Всего часов		
		Абсолютная	Расчетная для отопления	Расчетная для вентиляции	Средняя			50 и ниже	-49,0 ÷ -45	-44,9 ÷ -40	-39,9 ÷ -35	-34,9 ÷ -30	-29,9 ÷ -25	-24,9 ÷ -20	-19,9 ÷ -15	-14,8 ÷ -10	0,9 ÷ +5	+9,9 ÷ +14,8		+19,9 ÷ +24,8	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
199	Надым, Тюменской обл.	-60	-44	-30	-11,6	4,5	283	-	7	64	135	279	436	614	744	799	845	987	1206	676	6792
200	Нальчик	-31	-18	-5	-0,4	2,5	170	-	-	-	-	-	-	12	55	164	609	1237	1255	747	4080
201	Наманган	-29	-14	-7	1,2	2,0	131	-	-	-	-	-	-	7	28	124	342	828	1168	647	3144
202	Нарьян-Мар	-51	-37	-25	-7,5	6,3	285	-	-	2	28	60	148	260	488	796	1252	1440	1626	740	6840
203	Нарын	-38	-29	-19	-6,9	1,7	197	-	-	-	-	10	100	283	615	798	722	649	826	725	4728
204	Нахичевань	-30	-19	-6	1,0	2,2	133	-	-	-	-	-	-	-	37	123	297	884	1099	753	3192
205	Небит-Даг	-24	-9	0	4,4	7,3	102	-	-	-	-	-	5	12	62	6	58	320	1020	1044	2448
206	Невинномысск	-36	-19	-6	-0,2	5,6	168	-	-	-	-	-	10	39	128	227	648	1215	1128	735	4032
207	Нежин	-37	-22	-11	-1,8	4,6	192	-	-	-	-	1	10	39	128	325	652	1245	1517	691	4608
208	Нерчинск	-54	-42	-35	-15,1	4,4	230	-	-	29	178	419	719	758	846	531	455	562	707	516	5520
209	Нижнеколымск	-60	-48	-39	-14,9	2,3	288	36	155	376	555	651	720	645	673	497	517	615	858	504	6912
210	Нижнеудинск, Иркутской обл.	-54	-39	-24	-9,0	4,9	246	-	3	37	83	171	330	581	731	814	726	748	1016	644	5904
211	Нижний Тагил	-49	-36	-21	-6,6	5,0	238	-	-	5	14	32	105	317	581	1349	956	807	786	760	5712
212	Никель, Мурманской обл.	-44	-26	-16	-4,2	-	270	-	-	-	-	6	31	92	302	632	1102	1542	1751	922	6480
213	Никольск-на-Амуре	-47	-35	-25	-9,8	4,5	246	-	-	1	23	220	594	751	725	651	588	885	979	487	5904
214	Николаев *	-30	-20	-7	0,4	5,4	165	-	-	-	-	-	-	7	54	226	460	1050	1309	726	4032
215	Никополь	-34	-23	-8	-0,8	4,9	171	-	-	-	-	-	9	36	124	230	446	1126	1479	654	4104
216	Новгород	-45	-27	-12	-2,6	6,6	220	-	-	-	5	22	45	131	328	657	909	1244	983	866	5280
217	Новокузнецк	-52	-38	-23	-7,9	5,6	227	-	2	4	58	109	233	368	586	726	972	924	818	648	5448
218	Новороссийск	-24	-13	-2	4,4	6,7	134	-	-	-	-	-	-	-	8	41	130	542	1185	1260	3216
219	Новосибирск	-50	-39	-24	-9,1	5,7	227	-	-	15	74	115	281	423	644	863	866	865	800	502	5448
220	Новый Оскол	-37	-24	-12	-2,6	4,9	193	-	-	-	-	7	26	108	323	530	845	1144	1166	483	4632
221	Новый Порт, Тюменской обл.	-56	-43	-32	-11,8	7,3	302	-	2	65	242	396	556	766	914	986	842	929	1204	346	7248

222.	Норильск	-56	-46	-34	-14,3	—	300	10	88	232	346	493	669	820	899	763	596	708	906	670	7200
223.	Нукус, УзССР	-32	-19	-10	1,4	4,2	158	—	—	—	—	—	6	77	207	390	596	980	1021	515	3792
224	Одесса	-29	-18	-6	1,0	8,5	165	—	—	—	—	—	—	5	22	134	399	975	1781	644	3960
225	Озники, Саратов- ской обл.	-42	-30	-18	5,8	—	202	—	—	—	3	19	84	216	395	591	860	1136	1012	532	4848
226.	Оймякон	-71	-60	-56	-25,8	1,6	275	840	600	602	584	492	423	356	358	344	430	510	607	454	6600
227.	Олонец, Карель- ской обл.	-54	-29	-14	3,4	6,5	238	—	—	—	—	4	35	130	311	604	1004	1386	1444	793	5712
228.	Омск	-49	-37	-23	9,5	5,1	220	—	1	10	48	128	304	472	704	799	802	718	746	548	5280
229.	Онега, Архангель- ской обл.	-46	-31	-20	4,2	4,6	248	—	—	—	4	21	54	130	303	516	914	1684	1623	703	5952
230.	Орджоникидзе	-34	-18	-5	0,4	3,0	175	—	—	—	—	—	—	6	50	180	415	1198	1624	727	4200
231.	Оренбург	-42	-31	-20	8,1	5,5	201	—	—	—	5	30	130	329	552	741	818	949	749	521	4824
232	Орел	-39	-26	-13	3,3	6,5	207	—	—	—	—	6	17	91	264	489	862	1281	1493	465	4968
233.	Орск, Оренбург- ской обл.	-44	-29	-21	7,9	5,0	204	—	—	—	3	25	169	406	606	734	719	809	906	519	4896
234.	Орша	-39	-26	-12	1,7	5,1	204	—	—	—	—	4	15	51	159	397	699	1381	1551	639	4896
235	Охотск, Хабаров- ской обл.	-45	-33	-26	10,0	—	278	—	—	1	29	249	671	849	819	735	664	999	1106	550	6672
236.	Ош *	-26	-13	-7	0,7	1,8	146	—	—	—	—	—	—	1	18	106	380	888	1279	760	3432
237	Павлодар	-47	-37	-23	9,0	6,7	209	—	1	6	22	81	277	547	687	779	779	821	536	479	5016
238	Паневежис	-37	-22	-9	0,7	4,7	199	—	—	—	—	—	3	19	107	280	648	1274	1615	830	4776
239.	Пенза	-43	-29	-17	5,1	5,6	206	—	—	—	2	10	43	173	310	733	948	1104	825	796	4944
240	Первомайск, Нико- лаевской обл.	-34	-20	-8	0,4	5,0	175	—	—	—	—	—	—	7	56	235	479	1093	1574	756	4200
241	Пермь	-45	-35	-20	6,4	5,2	226	—	—	1	17	68	141	293	571	813	981	959	1011	568	5424
242	Петрозаводск *	-40	-29	-15	3,3	5,9	242	—	—	—	—	4	36	130	310	602	1000	1380	1436	790	5688
243	Петропавловск, Ка- захской ССР	-53	-36	-24	9,0	6,9	221	—	—	3	19	70	218	437	607	744	755	734	651	1057	5304
244	Петропавловск- Камчатский	-34	-20	-10	2,9	9,0	259	—	—	—	—	—	1	46	128	750	1294	1969	1580	548	6216
245.	Печора, Коми АССР	-54	-43	-27	8,0	5,6	267	—	1	22	97	173	310	469	657	836	930	1140	1196	578	6408
246.	Пиянск, Брестской обл.	-39	-26	-11	1,2	6,5	209	—	—	—	—	4	15	52	163	407	716	1416	1589	654	5016
247.	Плоцк, Витебской обл.	-39	-26	-11	1,2	6,5	209	—	—	—	—	4	15	52	163	407	716	1416	1589	654	5016

Продолжение табл. 1.3

№ п.п.	Наименование населенных пунктов	Температура отопи- тельного периода, °С				Скорость ветра в м/сек	Продолжительность отопи- тельного периода, сут	Повторяемость температур наружного воздуха, ч											Всего часов		
		Абсолютный минимум	расчетная для отопления	расчетная для вентиляции	средняя			-49,9 ÷ -45	-44,9 ÷ -40	-39,9 ÷ -35	-34,9 ÷ -30	-29,9 ÷ -25	-24,9 ÷ -20	-19,9 ÷ -15	-14,9 ÷ -10	-9,9 ÷ -5	-4,9 ÷ 0	+0,1 ÷ +5		+5,1 ÷ +10	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
248.	Полтава	-37	-23	-11	-1,9	5,6	187	-	-	-	-	5	8	45	161	391	723	1224	1128	803	4486
249.	Поти	-11	-3	+3	7,2	5,1	120	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11	78	1119	1672	2880
250.	Псков	-41	-26	-11	-2,0	4,8	212	-	-	-	-	1	24	84	176	405	775	1319	1638	666	5088
251.	Пяндж, Таджик- ской ССР	-27	-12	-2	3,9	5,1	101	-	-	-	-	-	-	-	11	45	104	482	1096	686	2424
252.	Пярну	-35	-22	-9	-0,8	8,6	211	-	-	-	-	-	1	18	114	310	664	1278	1887	792	5064
253.	Пятигорск	-33	-18	-8	0,0	6,3	175	-	-	-	-	-	-	4	53	165	584	1332	1263	799	4200
254.	Ржев	-47	-28	-14	-3,5	5,1	218	-	-	-	-	14	39	112	354	565	941	1328	1110	769	5232
255.	Рага *	-35	-20	-8	-0,4	4,5	199	-	-	-	-	-	2	12	77	260	553	1202	1816	997	4920
256.	Ровно	-36	-21	-9	-0,5	7,5	191	-	-	-	-	-	5	22	102	307	613	1231	1546	758	4584
257.	Россошь, Воронеж- ской обл.	-37	-24	-12	-2,6	4,8	189	-	-	-	-	7	25	107	316	519	827	1120	1142	473	4536
258.	Ростов, Яросла- вской обл.	-46	-30	-15	-4,0	4,5	219	-	-	-	1	22	61	145	311	609	1240	1224	1307	336	5256
259.	Ростов-на-Дону	-33	-22	-8	-1,1	6,5	175	-	-	-	-	-	5	36	137	314	637	1169	1200	702	4200
260.	Ртищев, Саратов- ской обл.	-43	-28	-15	-4,9	-	205	-	-	-	-	5	46	171	390	729	861	1180	976	562	4920
261.	Рубцовск, Алтай- ского края	-49	-38	-23	-8,5	7,9	213	-	-	6	44	82	193	374	599	727	862	858	734	633	5112
262.	Рудня, Смоленской обл.	-42	-27	-12	-2,7	4,9	214	-	-	-	-	2	21	87	264	573	873	1365	1345	609	5136
263.	Рязань, Рязанской обл.	-40	-27	-15	-4,3	5,3	206	-	-	-	1	12	46	126	343	620	897	1159	1196	544	4944
264.	Рязань	-41	-27	-16	-4,2	7,3	212	-	-	-	1	12	47	130	353	638	923	1193	1231	560	5086
265.	Салехард, Тюмен- ской обл.	-54	-42	-29	-11,0	4,6	285	-	7	64	136	281	439	618	750	805	851	995	1214	680	6840
266.	Самарканд	-30	-13	-3	-2,8	2,7	132	-	-	-	-	-	-	7	48	128	290	770	1186	739	3168

267.	Сальск, Ростовской обл.	-34	-23	-8	-0,6	5,0	170	-	-	-	-	-	-	-	-	5	35	133	305	618	1136	1166	682	4080
268	Саранск	-44	-30	-17	-4,9	6,9	210	-	-	-	-	12	81	235	464	715	880	1096	965	592	5940	965	592	5940
269	Сарапул	-46	-34	-19	-6,2	4,1	219	-	-	3	12	58	140	277	508	784	992	1050	873	559	5256	873	559	5256
270.	Саратов	-41	-27	-16	-5,0	5,6	198	-	-	-	-	2	36	196	435	661	892	1077	966	437	4752	966	437	4752
271.	Свердловск	-43	-35	-20	-6,4	5,0	228	-	-	-	10	43	140	287	566	892	1019	988	798	729	5472	798	729	5472
272.	Севастополь	-22	-11	0	4,4	6,4	137	-	-	-	-	-	-	-	-	6	67	392	1525	1298	3288	1525	1298	3288
273.	Североуральск	-52	-35	-23	-7,2	4,4	250	-	-	3	15	66	270	428	592	742	880	1005	1190	663	6000	1190	663	6000
274	Семипалатинск *	-49	-38	-22	-8,2	4,3	209	-	-	6	41	78	183	355	568	690	818	813	696	600	4848	813	696	4848
275.	Серпухов	-44	-26	-14	-3,7	4,3	212	-	-	-	3	12	32	125	245	486	828	1296	1379	682	5088	1379	682	5088
276.	Симферополь	-29	-16	-4	1,9	6,0	158	-	-	-	-	-	-	3	15	87	341	846	1364	1136	3792	1364	1136	3792
277.	Славгород, Алтай-ского края	-48	-37	-25	-9,7	6,2	213	-	-	1	6	22	282	558	700	795	795	836	548	487	5112	836	548	5112
278.	Смоленск	-41	-26	-13	-2,7	6,8	210	-	-	-	-	8	20	81	245	494	852	1315	1322	703	5040	1322	703	5040
279.	Советск, Кировской обл.	-47	-33	-19	-5,3	7,1	225	-	-	-	6	53	110	248	518	775	1012	1128	872	678	5400	1128	872	5400
280.	Солнцкамск, Перм-ской обл.	-48	-36	-21	-6,7	5,0	235	-	-	1	18	71	145	305	594	845	1020	997	1051	591	5640	1051	591	5640
281.	Сочи *	-15	-3	2	6,4	6,5	90	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	105	1382	978	2472	1382	978	2472
282.	Спасск-Дальний	-42	-29	-20	-7,8	3,0	196	-	-	-	-	-	2	85	408	802	828	797	843	939	4704	843	939	4704
283.	Среднеколымск	-60	-51	-41	-19,6	2,9	281	-	53	235	410	629	771	658	539	448	437	576	721	541	6744	721	541	6744
284.	Ставрополь	-36	-19	-7	0,3	7,4	169	-	-	-	-	-	5	12	62	228	532	1222	1135	740	4056	1135	740	4056
285.	Старая Русса	-42	-27	-12	-2,5	5,4	214	-	-	-	-	5	21	44	320	639	972	1210	956	842	5136	956	842	5136
286.	Стерлитамак	-48	-36	-20	-7,1	210	210	-	-	-	2	13	60	143	481	626	874	1080	984	477	5040	984	477	5040
287.	Сургут, Тюменской обл.	-55	-40	-28	-9,7	5,3	257	-	-	7	58	123	253	396	675	725	767	896	1095	613	6168	1095	613	6168
288.	Сухоми	-12	-3	3	7,0	-	122	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	103	1166	1656	2128	1166	1656	2128
289.	Сумы	-36	-24	-12	-2,5	5,9	195	-	-	-	-	1	10	40	130	330	662	1263	1542	702	4680	1542	702	4680
290.	Сызрань	-44	-29	-18	-5,4	204	204	-	-	-	1	10	101	283	480	587	848	1002	972	612	4896	972	612	4896
291.	Сыктывкар	-51	-39	-20	-6,1	5,5	244	-	-	1	20	88	166	427	600	764	849	1040	1092	527	5856	1092	527	5856
292.	Тавда, Свердлов-ской обл.	-48	-37	-22	-7,3	3,6	227	-	-	3	15	60	132	389	538	674	795	912	1079	602	5448	1079	602	5448
293.	Таганрог	-33	-22	-9	-0,8	5,8	173	-	-	-	-	-	5	36	135	310	630	1156	1186	694	4152	1186	694	4152
294.	Тайга, Кемеров-ской обл.	-53	-39	-24	-8,6	6,6	241	-	-	3	14	66	148	441	682	899	889	889	871	608	5784	871	608	5784
295.	Тайшет, Иркутской обл.	-53	-40	-25	-8,5	6,4	244	-	-	21	74	139	240	380	672	725	681	769	921	756	5856	921	756	5856

Продолжение табл. 1.3

№ п.п.	Наименование населенных пунктов	Температура отопительного периода, °С				Скорость ветра в наивысшем слое, м/с	Продолжительность отопительного периода, сут	Показатели температуры наружного воздуха, °С																	Всего часов
		Абсолютный минимум	Расчетная для отопления	Расчетная для вентиляции	Средняя			-49,9 + -45	-44,9 + -40	-39,9 + -35	-34,9 + -30	-29,9 + -25	-24,9 + -20	19,9 + -15	14,9 + -10	-9,9 + -5	-4,9 + 0	+0,1 + +5	+5,1 + +10						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22				
296	Талдан, Амурской обл.	-49	-35	-29	-12,5	4,0	241	-	19	142	328	469	589	648	672	484	505	658	832	482	5784				
297	Талды-Курган	-43	-30	-16	-4,4	-	176	-	-	-	-	2	10	53	249	350	676	1038	987	859	4224				
298	Талтын	-32	-22	-9	-0,4	7,7	221	-	-	-	-	-	1	18	120	325	595	1338	1977	830	5304				
299	Тамбов	-39	-28	-15	-4,2	4,7	202	-	-	-	-	7	44	141	358	622	879	1174	1127	495	4848				
300	Тарту	-35	-24	-10	-1,5	6,6	214	-	-	-	-	-	-	18	116	314	674	1296	1914	803	5136				
301	Татарск, Новосибирской обл.	-47	-39	-25	-9,3	4,8	226	-	1	10	50	131	313	483	720	820	722	738	765	562	5424				
302	Ташауз, Туркменской ССР	-33	-17	-8	-0,1	3,9	150	-	-	-	-	-	6	73	197	370	566	930	969	489	3600				
303	Ташкент	-30	-15	-6	-2,4	2,1	130	-	-	-	-	-	-	7	48	126	285	759	1167	728	3120				
304	Тбилиси	-23	-8	0	4,2	3,9	152	-	-	-	-	-	-	-	-	10	73	552	1649	1364	3648				
305	Темрюк	-29	-18	-4	1,9	6,6	155	-	-	-	-	-	-	2	10	78	288	878	1418	1046	3720				
306	Термез, УзССР	-25	-9	-2	4,2	4,0	90	-	-	-	-	-	-	-	2	21	97	292	793	955	2160				
307	Тернополь	-34	-21	-9	-0,5	5,1	190	-	-	-	-	1	10	39	126	322	644	1231	1502	685	4560				
308	Тикси (бухта)	-54	-44	-35	-13,4	-	365	-	7	184	532	788	1009	1036	793	595	609	829	1360	1018	8760				
309	Тирасполь	-30	-15	-7	0,7	4,4	163	-	-	-	-	-	-	2	42	178	375	918	1764	633	3912				
310	Тихвин	-51	-29	-14	-3,1	5,5	227	-	-	-	-	1	12	70	218	476	908	1397	1512	854	5448				
311	Тихорецк	-34	-22	-7	0,2	6,8	162	-	-	-	-	-	5	33	127	291	590	1082	1110	650	3888				
312	Тобольск	-45	-39	-22	-8,4	6,3	229	-	-	6	36	112	210	425	662	833	907	906	830	569	5496				
313	Тольятти	-45	-29	-17	-5,4	-	203	-	-	-	1	10	101	280	478	584	844	997	968	609	4872				
314	Томск	-55	-40	-25	-8,9	5,6	234	-	3	14	64	144	267	428	661	873	862	864	846	590	5616				
315	Тотьма, Вологодской обл.	-49	-32	-17	-4,8	4,5	233	-	-	1	12	47	90	201	408	697	1007	1242	1221	656	5592				
316	Троицк, Челябинской обл.	-46	-35	-22	-7,9	-	214	-	-	-	7	31	122	341	568	807	934	885	852	589	5136				
317	Троицко-Печорск	-53	-41	-25	-7,4	4,8	254	-	1	21	92	173	294	445	625	795	884	1083	1135	548	6096				

318.	Туассе	-19	-7	2	5,6	9,7	11,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	46	269	1020	1369	2712
319.	Тула	-40	-27	-14	-3,8	4,9	207	-	-	-	2	7	14	45	135	245	1955	1034	943	588	4968
320.	Туруханск, Красноярского края	-61	50	-33	-13,1	5,7	280	41	92	188	301	623	548	660	819	853	754	781	889	171	6720
321.	Тюмень	-50	-37	-21	-7,5	3,9	220	-	-	5	19	90	170	369	580	832	910	860	908	537	5280
322.	Улан-Удэ, Бурятия	-47	-30	-15	4,0	4,6	218	-	-	-	1	22	61	144	310	606	1234	1218	1302	334	5232
323.	Ульяновск	-28	-18	-6	1,6	3,6	162	-	-	-	-	-	-	2	18	55	404	919	1484	1006	3888
324.	Улан-Удэ	-51	-37	-28	-10,6	2,8	235	-	-	14	71	258	515	733	756	652	549	671	876	344	5640
325.	Ульяновск	-48	-31	-18	-3,7	-	213	-	-	-	-	12	82	238	470	725	893	1114	978	600	5112
326.	Уральск	-43	-31	-18	-5,5	6,6	199	-	-	-	2	14	82	262	488	707	822	952	852	595	4776
327.	Ургенч, УзССР	-32	-18	-8	0,1	4,6	152	-	-	-	-	-	6	74	199	375	573	942	983	495	3648
328.	Уссурийск	-46	-31	-21	-8,3	3,4	198	-	-	-	-	-	2	86	414	810	837	805	850	949	4752
329.	Ижевск	-46	-34	-19	-6,9	4,8	223	-	-	3	12	59	142	282	517	799	1011	1069	889	569	5352
330.	Усть-Каменогорск *	-49	-39	-18	-7,8	5,7	204	-	-	3	31	74	156	308	481	765	965	943	863	489	5088
331.	Усть-Кут, Иркутской обл.	-52	-46	-32	-11,4	2,9	254	21	125	245	343	465	552	587	496	469	508	706	989	587	6096
332.	Усть-Лабинск	-31	-20	-6	1,2	4,2	155	-	-	-	-	-	1	15	37	139	327	876	1530	795	3720
333.	Усть-Оленек	-54	-47	-38	-14,4	-	340	-	6	171	496	734	940	964	739	556	567	772	1267	948	8160
334.	Уфа *	-42	-35	-19	-6,6	5,5	214	-	-	-	5	33	116	265	529	770	948	961	799	638	5064
335.	Ухта, Коми АССР	-53	-40	-26	-7,0	4,8	258	-	1	22	93	176	299	452	634	807	897	1100	1154	557	5192
336.	Феодосия	-25	-15	-2	2,9	6,0	144	-	-	-	-	-	-	2	12	53	236	689	1367	1097	3456
337.	Фергана	-28	-15	-7	1,3	1,4	134	-	-	-	-	-	-	7	28	127	349	847	1196	662	3216
338.	Фрунзе	-38	-23	-9	-0,9	1,9	157	-	-	-	-	1	10	29	107	308	549	977	1120	667	3768
339.	Хабаровск	-43	-31	-23	-10,1	5,9	205	-	-	-	2	47	275	630	800	666	596	561	583	760	4320
340.	Ханты-Мансийск	-50	-41	-24	-8,2	6,9	248	-	7	56	118	244	381	539	653	709	740	865	1056	593	5952
341.	Харьков	-36	-23	-11	-2,1	5,0	189	-	-	-	-	-	10	46	189	411	754	1179	1255	692	4536
342.	Херсон	-32	-19	-7	0,6	6,2	167	-	-	-	-	-	-	7	36	163	433	885	1535	929	4008
343.	Хибины	-44	-30	-19	-4,9	5,4	271	-	-	2	7	31	118	226	439	780	1220	1558	1528	595	6504
344.	Холмогоры	-48	-32	-21	-5,1	5,5	251	-	-	2	25	53	131	228	430	701	1102	1267	1432	653	6024
345.	Хорог	-32	-17	-8	-3,1	3,6	162	-	-	-	-	-	285	-	17	73	167	773	1756	1102	3888
346.	Целиноград	-52	-35	-22	-8,7	7,7	215	-	1	6	22	83	-	563	707	801	801	845	553	493	5160
347.	Чарджоу	-24	-13	-2	3,2	5,6	119	-	-	-	-	-	-	-	13	63	211	566	1090	913	2856
348.	Чебоксары	-44	-32	-18	-5,4	-	217	-	-	-	-	19	74	190	417	698	949	1142	1034	684	5208
349.	Челябинск *	-45	-34	-21	-7,3	4,5	218	-	-	-	7	31	123	345	573	814	942	893	860	596	5184
350.	Черемхово, Иркутской обл.	-48	-38	-22	-8,9	4,1	241	-	-	7	50	114	283	402	856	857	704	724	991	796	5784

№ п/п	Наименование населенных пунктов	Температура отопительного периода, °С				Скорость ветра в м/сек		Продолжительность отопительного периода, сут	Повторяемость температур наружного воздуха, ч												Всего часов
		Абсолютный минимум	расчетный для отопления	расчетный для вентиляции	средняя				50 и ниже	-49,9 ÷ -45	-44,9 ÷ -40	-39,9 ÷ -35	-34,9 ÷ -30	-29,9 ÷ -25	-24,9 ÷ -20	-19,9 ÷ -15	-14,9 ÷ -10	-9,9 ÷ -5	0	+0,1 ÷ +5	+5,1 ÷ +10
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
351	Череповец	-49	-31	-16	-4,3	7,0	225	-	-	-	2	30	70	163	366	654	976	1192	1156	792	5400
352	Черкасск	-37	-22	-9	1,0	-	189	-	-	-	-	1	10	39	126	320	642	1225	1493	680	4536
353	Черныгов	-34	-23	-10	1,7	4,2	191	-	-	-	-	1	10	39	127	324	648	1238	1510	687	4584
354	Черновцы	-32	-20	-9	0,2	5,4	179	-	-	-	-	-	10	38	130	240	468	1179	1548	683	4296
355	Черняховск	-35	-19	-8	0,6	-	190	-	-	-	-	-	3	19	102	267	619	1215	1542	792	4560
356	Чигатура	-20	-6	0	5,0	2,9	144	-	-	-	-	-	-	-	-	2	46	435	1658	1315	3456
357	Чимкент	-34	-17	-6	1,1	2,8	147	-	-	-	-	4	9	36	100	234	473	876	1045	751	3528
358	Чита *	-49	-38	-31	-12,4	3,9	238	-	18	135	123	327	567	736	729	621	666	661	597	711	5760
359	Шимановск, Амурской обл.	-52	-38	-31	-13,1	2,3	229	-	-	-	-	445	560	616	596	460	481	624	791	458	5496
360	Шауляй	-35	-21	-9	0,9	5,0	200	-	-	-	-	-	3	20	107	282	652	1279	1622	835	4800
361	Элиста	-34	-23	-9	1,8	7,6	176	-	-	-	-	-	8	38	134	344	655	1156	1226	663	4224
362	Эмба, Актыбинской обл.	-42	-29	-20	6,9	5,2	197	-	-	-	1	21	126	312	558	670	803	871	860	506	4728
363	Южно-Сахалинск	-39	-24	-15	-4,3	4,8	233	-	-	-	-	-	2	19	240	759	1182	1182	1405	803	5592
364	Якутск	-64	-55	-45	-21,2	2,6	254	-	587	507	523	573	462	423	410	394	454	523	512	728	6096
365	Ялта	-15	-6	1	5,2	4,4	126	-	-	-	-	-	-	-	-	5	61	360	1404	1194	3024
366	Урславль	-46	-31	-16	-1,5	5,5	222	-	-	-	1	22	62	147	315	617	1257	1241	1325	341	5328

* Повторяемость температур наружного воздуха уточняется по данным местной гидрометеорологической службы.

Примечания: 1. Расчетная температура для отопления принята равной средней температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки. 2. Расчетная температура для вентиляции принята равной средней температуре наружного воздуха наиболее холодного периода. 3. Продолжительность отопительного периода принята равной продолжительности периода со средней суточной температурой наружного воздуха, равной и ниже 8 °С.

1.3. СВОЙСТВА ВОДЫ, ВОДЯНОГО ПАРА И ВОЗДУХА

Основные термодинамические и физические свойства воды, водяного пара и воздуха, составленные по справочным данным, приведенным в табл. 1.4—1.6.

Таблица 1.4. ПЛОТНОСТЬ ВОДЫ ПРИ РАЗЛИЧНОЙ ТЕМПЕРАТУРЕ

Температура, °С	Плотность, кг/м ³	Температура, °С	Плотность, кг/м ³	Температура, °С	Плотность, кг/м ³	Температура, °С	Плотность, кг/м ³	Температура, °С	Плотность, кг/м ³	Температура, °С	Плотность, кг/м ³
10	999,59	48	998,96	62	982,2	76	974,29	90	965,34	120	945,13
15	999,00	49	998,52	63	981,67	77	973,68	91	964,67	125	945,13
20	998,23	50	998,07	64	981,13	78	973,07	92	963,99	130	934,84
25	997,00	51	987,62	65	980,59	79	972,45	93	963,3	135	930,49
30	995,67	52	987,15	66	980,05	80	971,83	94	962,61	140	926,1
35	993,94	53	986,69	67	979,5	81	971,21	95	961,92	145	921,57
40	992,24	54	986,21	68	978,94	82	970,57	96	961,22	150	916,93
41	991,86	55	985,73	69	978,38	83	969,94	97	960,51	155	912,24
42	991,47	56	985,25	70	977,81	84	969,3	98	959,81	160	907,4
43	991,07	57	984,75	71	977,23	85	968,65	99	959,09	165	902,44
44	990,66	58	984,25	72	976,61	86	968,00	100	958,38	170	897,34
45	990,25	59	983,75	73	976,07	87	967,34	105	954,75	175	892,22
46	989,82	60	983,24	74	975,48	88	966,68	110	951,98	180	886,91
47	989,4	61	982,73	75	974,84	89	966,01	115	947,15		

Таблица 1.5. ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НАСЫЩЕННОГО ВОДЯНОГО ПАРА ПРИ РАЗЛИЧНОМ ДАВЛЕНИИ

Давление p , кгс/см ² , (МПа) (абсолютное)	Температура насыщения, °С	Плотность, кг/м ³	Энтальпия (теплосодержание), ккал/кг (кДж/кг)	Давление p , кгс/см ² , (МПа) (абсолютное)	Температура насыщения, °С	Плотность, кг/м ³	Энтальпия (теплосодержание), ккал/кг (кДж/кг)
1 (0,098)	99,1	0,5797	638,8 (2674,6)	4,5 (0,441)	147,2	2,373	655,2 (2743,3)
1,1 (0,108)	101,8	0,6337	639,8 (2678,8)	5 (0,49)	151,1	2,62	656,3 (2747,9)
1,2 (0,118)	104,2	0,6873	640,7 (2682,6)	6 (0,588)	158,1	3,111	658,3 (2756,3)
1,3 (0,124)	106,6	0,7407	641,6 (2686,4)	7 (0,686)	164,2	3,6	659,9 (2763)
1,4 (0,137)	108,7	0,7943	642,3 (2689,3)	8 (0,784)	169,6	4,085	661,2 (2768,4)
1,5 (0,147)	111	0,8467	643,1 (2692,7)	9 (0,882)	174,5	4,568	662,3 (2773)
1,6 (0,157)	112,7	0,9001	643,8 (2695,6)	10 (0,98)	179	5,051	663,3 (2777,2)
1,8 (0,176)	116,3	1,0046	645,1 (2701)	12 (1,176)	187,1	6,013	664,9 (2783,9)
2 (0,196)	119,6	1,09	646,3 (2706,1)	14 (1,372)	194,4	6,974	666,2 (2789,4)
2,2 (0,216)	122,6	1,212	647,3 (2710,2)	16 (1,568)	200,4	7,83	667,1 (2793,1)
2,4 (0,235)	125,5	1,315	648,3 (2714,4)	18 (1,764)	206,1	8,889	667,8 (2796,1)
2,6 (0,255)	128,1	1,417	649,2 (2718,2)	20 (1,96)	211,4	9,852	668,5 (2799)
2,8 (0,274)	130,5	1,52	650 (2721,3)	25 (2,45)	222,9	12,27	669,3 (2802,4)
3 (0,294)	132,9	1,621	650,7 (2724,5)	27 (2,646)	227	13,24	669,4 (2802,8)
3,2 (0,314)	135,1	1,722	651,4 (2727,4)	29 (2,842)	230,9	14,22	669,5 (2803,2)
3,4 (0,333)	137,2	1,823	652,1 (2730,3)	30 (2,94)	232,8	14,93	669,6 (2803,6)
3,6 (0,353)	139,9	1,923	652,8 (2733,3)	32 (3,235)	236,4	15,7	669,6 (2803,6)
3,8 (0,372)	141,1	2,024	653,3 (2735,4)	36 (3,528)	243,04	17,69	669,4 (2802,8)
4 (0,392)	142,9	2,124	653,9 (2737,9)	40 (3,92)	249,2	19,7	669 (2801,1)

Таблица 1.8. МАССА 1 м³ СУХОГО ВОЗДУХА (ПРИ НОРМАЛЬНОМ АТМОСФЕРНОМ ДАВЛЕНИИ 760 мм рт.ст ИЛИ 0,1 МПа)

Темпе- рату- ра возду- ха, °С	Масса, кг	Темпе- рату- ра возду- ха, °С	Масса, кг	Темпе- рату- ра возду- ха, °С	Масса, кг	Темпе- рату- ра возду- ха, °С	Масса, кг	Темпе- рату- ра возду- ха, °С	Масса, кг	Темпе- рату- ра возду- ха, °С	Масса, кг
-40	1,555	-22	1,405	-4	1,312	14	1,23	33	1,154	52	1,086
-39	1,51	-21	1,4	-3	1,308	15	1,226	34	1,15	53	1,083
-38	1,5	-20	1,396	-2	1,303	16	1,222	35	1,146	54	1,08
-37	1,495	-19	1,394	-1	1,298	17	1,217	36	1,142	55	1,076
-36	1,49	-18	1,385	0	1,293	18	1,213	37	1,139	56	1,073
-35	1,483	-17	1,379	1	1,288	19	1,209	38	1,135	57	1,07
-34	1,476	-16	1,374	2	1,284	20	1,205	39	1,132	58	1,067
-33	1,47	-15	1,368	3	1,279	21	1,201	40	1,128	59	1,063
-32	1,463	-14	1,363	4	1,275	22	1,197	41	1,124	60	1,06
-31	1,458	-13	1,358	5	1,27	23	1,193	42	1,121	61	1,057
-30	1,452	-12	1,353	6	1,265	24	1,189	43	1,117	62	1,054
-29	1,446	-11	1,348	7	1,261	25	1,185	44	1,114	63	1,051
-28	1,44	-10	1,342	8	1,256	26	1,181	45	1,11	64	1,048
-27	1,435	-9	1,337	9	1,252	27	1,177	46	1,107	65	1,044
-26	1,43	-8	1,332	10	1,248	28	1,173	47	1,103	66	1,041
-25	1,423	-7	1,327	11	1,243	29	1,169	48	1,1	67	1,038
-24	1,418	-6	1,322	12	1,239	30	1,165	49	1,096	68	1,035
-23	1,411	-5	1,317	13	1,235	31	1,161	50	1,093	69	1,032
						32	1,157	51	1,09	70	1,029

1.4. УДЕЛЬНЫЕ ТЕПЛОВЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗДАНИЙ, РАСЧЕТНЫЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ВНУТРЕННЕГО ВОЗДУХА И ДОПУСТИМЫЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ПОВЕРХНОСТИ НАГРЕВАТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ

Отопительные характеристики жилых зданий, расположенных в климатических районах с расчетной наружной температурой для отопления $t_{н,р} = -30^\circ\text{C}$, приведены в табл. 1.7. Для климатических районов с другой расчетной температурой наружного воздуха к указанным в табл. 1.7 значениям удельных характеристик вводится поправочный коэффициент, приведенный в табл. 1.8. В табл. 1.9 приведены удельные тепловые характеристики, а также теплопотери и кубатура наиболее распространенных типовых жилых зданий. Удельные тепловые характеристики административных, лечебных и

культурно-просветительных зданий, детских учреждений приведены в табл. 1.10, промышленных зданий — в табл. 1.11.

Расчетные температуры воздуха в обслуживаемой зоне общественных зданий приведены в табл. 1.10. Обслуживаемой зоной считается пространство высотой до 2 м над уровнем пола, а в помещениях, где люди находятся главным образом в сидячем положении (залы, театры, помещения зданий управлений, помещения зданий учебных заведений и т.п.), — высотой до 1,5 м над уровнем пола. Для жилых зданий при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления $t_{н,р} =$ до -30°C расчетная температура внутреннего воздуха принимается равной 18°C , при $t_{н,р} = -31^\circ\text{C}$ и ниже принимается 20°C .

Допустимые температуры теплоносителя в системах отопления с местными нагревательными приборами, приведенные в табл. 1.12, приняты согласно СНиП 2.04.05—86.

Таблица 1.7. ОТОПИТЕЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЖИЛЫХ ЗДАНИЙ

Наружный строительный объем зданий V , м ³	Удельная отопительная характеристика зданий q_o , ккал/(м ³ ·ч·°C) (кДж/(м ³ ·ч·°C))		Наружный строительный объем зданий V , м ³	Удельная отопительная характеристика зданий q_o , ккал/(м ³ ·ч·°C) (кДж/(м ³ ·ч·°C))	
	постройки до 1958 г.	постройки после 1958 г.		постройки до 1958 г.	постройки после 1958 г.
100	0,74 (3,1)	0,92 (3,85)	4000	0,40 (1,67)	0,47 (1,97)
200	0,66 (2,76)	0,82 (3,43)	4500	0,39 (1,63)	0,46 (2,93)
300	0,62 (2,6)	0,78 (3,27)	5000	0,38 (1,59)	0,45 (1,88)
400	0,60 (2,51)	0,74 (3,1)	6000	0,37 (1,55)	0,43 (1,8)
500	0,58 (2,43)	0,71 (2,97)	7000	0,36 (1,51)	0,42 (1,76)
600	0,56 (2,34)	0,69 (2,89)	8000	0,35 (1,46)	0,41 (1,72)
700	0,54 (2,26)	0,68 (2,85)	9000	0,34 (1,42)	0,40 (1,67)
800	0,53 (2,22)	0,67 (2,8)	10000	0,33 (1,38)	0,39 (1,63)
900	0,52 (2,18)	0,66 (2,76)	11000	0,32 (1,34)	0,38 (1,59)
1000	0,51 (2,14)	0,65 (2,72)	12000	0,31 (1,3)	0,38 (1,59)
1100	0,50 (2,09)	0,62 (2,6)	13000	0,30 (1,26)	0,37 (1,55)
1200	0,49 (2,05)	0,60 (2,51)	14000	0,30 (1,26)	0,37 (1,55)
1300	0,48 (2,01)	0,59 (2,47)	15000	0,29 (1,21)	0,37 (1,55)
1400	0,47 (1,97)	0,58 (2,43)	20000	0,28 (1,17)	0,37 (1,55)
1500	0,47 (1,97)	0,57 (2,39)	25000	0,28 (1,17)	0,37 (1,55)
1700	0,46 (1,93)	0,55 (2,3)	30000	0,28 (1,17)	0,36 (1,51)
2000	0,45 (1,88)	0,53 (2,22)	35000	0,28 (1,17)	0,35 (1,46)
2500	0,44 (1,84)	0,52 (2,18)	40000	0,27 (1,13)	0,35 (1,46)
3000	0,43 (1,8)	0,50 (2,09)	45000	0,27 (1,13)	0,34 (1,42)
3500	0,42 (1,76)	0,48 (2,01)	50000	0,26 (1,09)	0,34 (1,42)

Таблица 1.8. ПОПРАВочный коэффициент для жилых зданий

Расчетная температура наружного воздуха $t_{n.p.}$, °C	α	Расчетная температура наружного воздуха $t_{n.p.}$, °C	α	Расчетная температура наружного воздуха $t_{n.p.}$, °C	α	Расчетная температура наружного воздуха $t_{n.p.}$, °C	α
0	2,05	-15	1,29	-30	1,00	-45	0,85
-5	1,67	-20	1,17	-35	0,95	-50	0,82
-10	1,45	-25	1,08	-40	0,90	-55	0,80

Таблица 1.9. ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ НАИБОЛЕЕ РАСПРОСТРАНЕННЫХ СОВРЕМЕННЫХ ТИПОВЫХ ЖИЛЫХ ЗДАНИЙ

Тип дома	Расчетная наружная температура $t_{n.p.}$, °C	Теплопотери Q , ккал/ч (кДж/ч)	Кубатура здания V , м ³	Удельная тепловая характеристика здания q_o , ккал/(м ³ ·ч·°C) (кДж/(м ³ ·ч·°C))
П43/16	-26	442 600 (1853 166)	24 951	0,403 (1,69)
П42/16	-26	495 560 (2 074 910)	28 676	0,393 (1,64)
П30-6/12	-26	286 440 (1 199 324)	22 423	0,290 (1,21)
П30-5/12	-26	427 130 (1 788 393)	33 616	0,289 (1,21)
П30-4/12	-26	281 380 (1 178 138)	22 373	0,286 (1,2)
П30-3/12	-26	422 070 (1 767 207)	33 552	0,286 (1,2)

Продолжение табл. 1.9

Тип дома	Расчетная наружная температура $t_{\text{нр}}, ^\circ\text{C}$	Теплопотери Q , ккал/ч (кДж/ч)	Кубатура здания $V, \text{м}^3$	Удельная тепловая характеристика здания q , ккал/($\text{м}^3 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C}$) (кДж/($\text{м}^3 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C}$))
П30-1/12	-26	286 440 (1 199 324)	22 426	0,290 (1,21)
И 700А	-25	787 520 (3 297 346)	49 665	0,369 (1,54)
П46-2/12в	-26	129 500 (542 216)	18 373	0,160 (0,67)
П55-4/12	-25	164 000 (686 668)	8 422	0,453 (1,9)
П55-2/12	-26	227 000 (950 449)	12 279	0,430 (1,8)
П44-1/16	-25	200 100 (837 819)	14 600	0,319 (1,34)
П44-4/16	-26	258 000 (1 080 246)	15 820	0,379 (1,59)
П3/16	-26	415 760 (1 740 787)	33 710	0,280 (1,17)
П31/12	-26	608 290 (2 546 910)	45 430	0,304 (1,27)
П47/12	-26	482 000 (2 018 134)	36 571	0,300 (1,26)
П-68-01/16Ю-2/78	-25	338 000 (1 415 206)	22 828	0,344 (1,44)

Таблица 1.10. УДЕЛЬНЫЕ ТЕПЛОВЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ АДМИНИСТРАТИВНЫХ, ЛЕЧЕБНЫХ И КУЛЬТУРНО-ПРОСВЕТИТЕЛЬНЫХ ЗДАНИЙ И ЗДАНИЙ ДЕТСКИХ УЧРЕЖДЕНИЙ

Наименование зданий	Объем зданий V , тыс. м^3	Удельные тепловые характеристики, ккал/($\text{м}^3 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C}$) (кДж/($\text{м}^3 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C}$))		Расчетная внутренняя температура (усредненная) $t_{\text{вн}}, ^\circ\text{C}$
		для отопления $q_{\text{от}}$	для вентиляции $q_{\text{в}}$	
Административные здания, главные конторы	До 5	0,43 (1,8)	0,09 (0,38)	18
	До 10	0,38 (1,59)	0,08 (0,33)	
	До 15	0,35 (1,46)	0,07 (0,29)	
	Более 15	0,32 (1,34)	0,18 (0,75)	
Клубы	До 5	0,37 (1,55)	0,25 (1,05)	16
	До 10	0,33 (1,38)	0,23 (0,96)	
	Более 10	0,30 (1,26)	0,20 (0,84)	
Кинотеатры	До 5	0,36 (1,51)	0,43 (1,8)	14
	До 10	0,32 (1,34)	0,39 (1,63)	
	Более 10	0,30 (1,26)	0,38 (1,59)	
Театры	До 10	0,29 (1,21)	0,41 (1,72)	15
	До 15	0,27 (1,13)	0,40 (1,67)	
	До 20	0,22 (0,92)	0,38 (1,59)	
	До 30	0,20 (0,84)	0,36 (1,51)	
	Более 30	0,18 (0,75)	0,31 (1,3)	
Универмаги	До 5	0,38 (1,59)	-	15
	До 10	0,33 (1,38)	0,08 (0,33)	
	Более 10	0,31 (1,3)	0,27 (1,13)	

Продолжение табл. 1.10

Наименование зданий	Объем зданий V , тыс. m^3	Удельные тепловые характеристики, ккал/($m^3 \cdot ч \cdot ^\circ C$) (кДж/($m^3 \cdot ч \cdot ^\circ C$))		Расчетная внутренняя температура (средняя) $t_{вн}$, $^\circ C$
		для отопления q_1	для вентиляции q_2	
Детские ясли и сады	До 5 Более 5	0,38 (1,59) 0,34 (1,42)	0,11 (0,46) 0,10 (0,42)	20
Школы и высшие учебные заведения	До 5 До 10 Более 10	0,39 (1,63) 0,35 (1,46) 0,33 (1,38)	0,09 (0,38) 0,08 (0,33) 0,07 (0,29)	16
Больницы	До 5 До 10 До 15 Более 15	0,40 (1,67) 0,36 (1,51) 0,32 (1,34) 0,30 (1,26)	0,29 (1,21) 0,28 (1,17) 0,26 (1,09) 0,25 (1,05)	20
Бани	До 5 До 10 Более 10	0,28 0,25 (1,05) 0,23 (0,96)	1,0 (4,19) 0,95 (3,98) 0,90 (3,77)	25
Прачечные	До 5 До 10 Более 10	0,38 (1,59) 0,33 (1,38) 0,31 (1,3)	0,80 (3,35) 0,78 (3,27) 0,75 (3,14)	15
Предприятия общественного питания, столовые, фабрики-кухни	До 5 До 10 Более 10	0,35 (1,46) 0,33 (1,38) 0,30 (1,26)	0,70 (2,93) 0,65 (2,72) 0,60 (2,51)	16
Лаборатории	До 5 До 10 Более 10	0,37 (1,55) 0,35 (1,46) 0,33 (1,38)	1,00 (4,29) 0,95 (3,98) 0,90 (3,77)	16
Пожарное депо	До 2 До 5 Более 5	0,48 (2,01) 0,46 (1,93) 0,45 (1,88)	0,14 (0,59) 0,09 (0,38) 0,09 (0,38)	15
Гаражи	До 2 До 3 До 5 Более 5	0,70 (2,93) 0,60 (2,51) 0,55 (2,3) 0,50 (2,09)	— — 0,7 (2,93) 0,65 (2,72)	10

Таблица 1.11. УДЕЛЬНЫЕ ТЕПЛОВЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ЗДАНИЙ

Наименование зданий	Объем зданий V , тыс. m^3	Удельные тепловые характеристики, ккал/($m^3 \cdot ч \cdot ^\circ C$) (кДж/($m^3 \cdot ч \cdot ^\circ C$))	
		для отопления q_1	для вентиляции q_2
Чугуностейные цехи	10—15	0,3—0,25 (1,26—1,06)	1,1—1,0 (4,61—4,19)
	50—100	0,25—0,22 (1,05—0,92)	1,0—0,9 (4,19—3,76)
	100—150	0,22—0,18 (0,92—0,75)	0,9—0,8 (3,76—3,35)
Меднолитейные цехи	5—10	0,4—0,35 (1,67—1,46)	2,5—2,0 (10,47—8,37)

Продолжение табл. 1.11

Наименование зданий	Объем зданий V , тыс. м^3	Удельные тепловые характеристики, $\text{ккал}/(\text{м}^3 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C})$ ($\text{кДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C})$)	
		для отопления $q_{\text{от}}$	для вентиляции $q_{\text{в}}$
Термические цехи	10—20	0,35—0,25 (1,46—1,05)	2,0—1,5 (8,37—6,28)
	20—30	0,25—0,2 (1,05—0,84)	1,5—1,2 (6,28—5,02)
	до 10	0,4—0,3 (1,67—1,26)	1,3—1,2 (5,44—5,02)
	10—30	0,3—0,25 (1,26—1,05)	1,2—1,0 (5,02—4,19)
	30—75	0,25—0,2 (1,05—0,84)	1,0—0,6 (4,19—2,51)
Кузнечные цехи	До 10	0,4—0,3 (1,67—1,26)	0,7—0,6 (2,93—2,51)
	10—50	0,3—0,25 (1,26—1,05)	0,6—0,5 (2,51—2,09)
	50—100	0,25—0,15 (1,05—0,63)	0,5—0,3 (2,09—1,26)
	5—10	0,55—0,45 (2,30—1,88)	0,4—0,25 (1,67—1,05)
Механосборочные, механические и слесарные отделения инструментальных цехов	10—15	0,45—0,4 (1,88—1,67)	0,25—0,15 (1,05—0,63)
	50—100	0,4—0,38 (1,67—1,59)	0,15—0,12 (0,63—0,5)
	100—200	0,38—0,35 (1,59—1,46)	0,12—0,08 (0,5—0,33)
	До 5	0,6—0,55 (2,51—2,30)	0,6—0,5 (2,51—2,09)
Деревообделочные цехи	5—10	0,55—0,45 (2,30—1,88)	0,5—0,45 (2,09—1,88)
	10—50	0,45—0,4 (1,88—1,67)	0,45—0,4 (1,88—1,67)
	50—100	0,38—0,35 (1,59—1,46)	0,53—0,45 (2,22—1,88)
	100—150	0,35—0,3 (1,46—1,26)	0,45—0,35 (1,88—1,46)
Цехи металлических конструкций и др.)	До 2	0,66—0,6 (2,72—2,51)	5—4 (20,9—16,7)
	2—5	0,60—0,55 (2,51—2,3)	4—3 (16,7—12,6)
	5—10	0,55—0,45 (2,3—1,88)	3—2 (12,6—8,4)
	5—10	0,60—0,50 (2,51—2,09)	0,2—0,15 (0,84—0,63)
Ремонтные цехи	10—20	0,50—0,45 (2,09—1,88)	0,15—0,1 (0,63—0,42)
	До 5	0,70—0,65 (2,93—2,72)	0,4—0,3 (1,67—1,26)
	5—10	0,65—0,60 (2,72—2,51)	0,3—0,25 (1,26—1,05)
Котельные цехи	100—250	0,25(1,05)	0,6(2,51)
Котельные (отопительные и паровые)	2—5	0,1(0,42)	0,3—0,5
	5—10	0,1(0,42)	0,3—0,5
	10—20	0,08(0,33)	0,2—0,4

Продолжение табл. 1.11

Наименование зданий	Объем зданий V , тыс. м ³	Удельные тепловые характеристики, ккал/(м ³ ·ч·°C) (кДж/(м ³ ·ч·°C))	
		для отопления q_o	для вентиляции q_v
Мастерские и цехи ФЗУ	5—10	0,5 (2,09)	0,5 (2,09)
	10—15	0,4 (1,67)	0,3 (1,26)
	15—20	0,35 (1,46)	0,25 (1,05)
	20—30	0,3 (1,26)	0,2 (0,84)
Насосные	До 0,5	1,05 (4,4)	—
	0,5—1	1,00 (4,19)	—
	1—2	0,6 (2,51)	—
	2—3	0,5 (2,09)	—
Компрессорные	До 0,5	0,7 (2,93)	—
	0,5—1	0,7—0,6 (2,93—2,51)	—
		(2,93—2,51)	—
	1—2	0,6—0,45 (2,51—1,88)	—
	2—5	0,45—0,4 (1,88—1,67)	—
	5—10	(1,67—1,46)	—
	10—15	0,1 (0,42)	1,8 (7,5)
	2—3	0,75—0,6 (3,14—2,51)	0,6—0,5 (2,51—2,09)
	До 1	0,85—0,75 (3,56—3,14)	—
	1—2	0,75—0,65 (3,14—2,72)	—
Газогенераторные Регенерация масел	5—10	0,1 (0,42)	1,8 (7,5)
	2—3	0,75—0,6 (3,14—2,51)	0,6—0,5 (2,51—2,09)
	До 1	0,85—0,75 (3,56—3,14)	—
	1—2	0,75—0,65 (3,14—2,72)	—
Склады химикатов, красок и т. п.	2—5	0,65—0,58 (2,72—2,43)	0,6—0,45 (2,51—1,88)
	1—2	0,8—0,7 (3,35—2,93)	—
	2—5	0,7—0,6 (2,93—2,51)	—
	5—10	0,6—0,45 (2,51—1,88)	—
Склады моделей и главные магазины	0,5—1	0,60—0,45 (2,51—1,88)	—
	1—2	0,45—0,4 (1,88—1,67)	—
	2—5	0,40—0,33 (1,67—1,38)	0,14—0,12 (0,59—0,5)
	5—10	0,33—0,30 (1,38—1,26)	0,12—0,11 (0,5—0,46)
Бытовые и административно-вспомогательные помещения	10—20	0,30—0,25 (1,26—1,05)	0,11—0,10 (0,46—0,42)
	До 0,5	1,3—1,2 (5,44—5,02)	—
	0,5—2	1,2—0,7 (5,02—2,93)	—
	2—5	0,70—0,55 (2,93—2,3)	0,15—0,10 (0,62—0,42)
	5—10	0,38—0,33 (1,59—1,38)	—
	10—15	0,33—0,31 (1,38—1,3)	—
	До 0,5	1,3—1,2 (5,44—5,02)	—
	0,5—2	1,2—0,7 (5,02—2,93)	—
	2—5	0,70—0,55 (2,93—2,3)	0,15—0,10 (0,62—0,42)
	5—10	0,38—0,33 (1,59—1,38)	—
Кладовые и помещения ВОХР	10—15	0,33—0,31 (1,38—1,3)	—
	До 0,5	1,3—1,2 (5,44—5,02)	—

Таблица 1.12. ПРЕДЕЛЬНАЯ ДОПУСТИМАЯ ТЕМПЕРАТУРА ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ В СИСТЕМАХ ОТОПЛЕНИЯ С МЕСТНЫМИ НАГРЕВАТЕЛЬНЫМИ ПРИБОРАМИ

Здания и помещения	Нагревательные приборы	Температура теплоносителя, °С
Жилые дома, общежития, гостиницы, дома отдыха, санатории, пансионаты, школы и другие учебные заведения, здания управлений, научных и проектных учреждений и других подобных зданий, поликлиники, психиатрические больницы, амбулатории, здравпункты, здания других лечебно-профилактических учреждений, аптеки, пионерские лагеря, предприятия бытового обслуживания населения, бани, музеи, выставки, книгохранилища, читальные залы, архивы, библиотеки, помещения пунктов питания, управлений и других помещений, размещаемых во вспомогательных зданиях промышленных предприятий	Радиаторы, конвекторы, панели	95 *
Детские ясли-сады	То же	95
Больницы (кроме психиатрических) и родильные дома	Радиаторы, панели	85
Зрелищные предприятия (театры, кинотеатры, клубы, зрелищные залы)	Радиаторы, конвекторы, гладкие трубы	110
Спортивные залы	Радиаторы, конвекторы, гладкие трубы	115
Плавательные бассейны, крытые стадионы и другие отапливаемые спортивные сооружения (кроме спортивных залов), рестораны, столовые, кафе, буфеты, магазины, закусочные	Радиаторы, конвекторы, гладкие трубы	150
Прачечные, душевые павильоны	Радиаторы, гладкие трубы, панели	150
Железнодорожные вокзалы, аэропорты	Радиаторы, конвекторы	150
Производственные помещения с повышенными требованиями к чистоте воздуха	Радиаторы, конвекторы, панели	150
Помещения, технологический процесс в которых не сопровождается выделением пыли, в том числе и сельскохозяйственные производства	Радиаторы, конвекторы, ребристые трубы, панели	150
Производственные здания и помещения различного назначения со значительными влаговыведениями	Радиаторы, ребристые трубы	150
Производственные помещения, технологический процесс в которых связан с выделением невзрывоопасной и негорючей неорганической пыли, негорючих и не поддерживающих горение газов и пыли	Радиаторы, панели	150
невзрывоопасной, органической, возгораемой, неядовитой пыли	То же	130

* Температура теплоносителя для однотрубных систем отопления должна приниматься такой, чтобы на поверхности труб стояков и подводов к нагревательным приборам температура была не более 105 °С.

1.5. НОРМЫ РАСХОДА ГОРЯЧЕЙ ВОДЫ

Нормы расхода воды при $t_t = 55^\circ\text{C}$ в сутки наибольшего водопотребления принимать по табл. 1.13, составленной согласно СНиП 2.04.02 84.

При определении расхода горячей воды жилыми зданиями учитывают коэффициент часовой неравномерности, который выбирают по табл. 1.14. Коэффициент суточной неравномерности для жилых зданий в среднем принимают равным 1.16.

Таблица 1.13. НОРМЫ РАСХОДА ГОРЯЧЕЙ ВОДЫ

Потребители	Единица измерения	Нормы расхода горячей воды в сутки наибольшего водопотребления
1. Жилые дома квартирного типа, оборудованные:		
а) умывальниками, мойками и душами	1 житель	100
б) сидячими ваннами и душами	то же	110
в) ваннами длиной 1500—1700 мм и душами	»	120
2. Жилые дома квартирного типа при высоте зданий более 12 этажей и повышенных требованиях к их благоустройству	»	130
3. Общежития с общими душевыми	»	60
4. Общежития с общими душевыми, столовыми и прачечными	»	80
5. Гостиницы, мотели, пансионаты с общими ваннами и душами	»	70
6. Гостиницы с ваннами в отдельных номерах:		
а) до 25% общего числа номеров	»	100
б) до 75% общего числа номеров	»	160
в) во всех номерах	»	200
7. Гостиницы с душами во всех отдельных номерах	»	140
8. Больницы, санатории общего типа, дома отдыха (с общими ваннами и душами)	1 койка	180
9. Санатории, дома отдыха с ваннами при всех жилых комнатах	то же	200
10. Поликлиники, амбулатории	1 больной	6
11. Прачечные:		
немеханизированные	1 кг сухого белья	15
механизированные	то же	25
уборка помещений	1 м ²	3
12. Здания и помещения учреждений управления и управлений предприятий	1 работник	7
13. Учебные заведения, общеобразовательные школы и душевые при гимнастических залах	1 учащийся и преподаватель в смену	8
14. Школы-интернаты	1 место	100
15. Детские ясли-сады с дневным пребыванием детей	1 ребенок	30
16. Детские ясли-сады с круглосуточным пребыванием детей	то же	35
17. Предприятия общественного питания:		
а) приготовление пищи, потребляемой в предприятии	1 блюдо	2
б) приготовление пищи, продаваемой на дом	то же	1,5
18. Продовольственные магазины	1 рабочее место	100
19. Парикмахерские	то же	70
20. Театры	1 место зрителей	5
21. Стадионы, спортивные залы для физкультурников (с учетом приема душа)	1 физкультурник	30
22. Плавательные бассейны (с учетом приема душа)	1 спортсмен	60
23. Бани:		
а) мытье в мыльной с газами на скамьях с обмыванием в душе	1 посетитель	120
б) мытье в мыльной с газами на скамьях с приемом оздоровительных процедур	то же	190
в) душевая кабина	»	290
г) ванная кабина	»	360
д) уборка пола помещений мыльных, душевых, парильных	1 м ²	3

Продолжение табл. 1.13

Потребители	Единица измерения	Нормы расхода горячей воды в сутки наибольшего водопотребления, л
24. Обслуживающий персонал общественных зданий	1 человек в смену	7
25. Холодильники:		
а) мойка полов	1 м ²	3
б) мойка инвентаря	1 м ² поверхности	4
в) мойка подъемно-транспортных средств (электрогрузчиков, электрокаров и др.)	1 машина	150
26. Цехи с избытками явного тепла более 20 ккал на 1 м ³ помещений в 1 ч	1 работающий в смену	24
27. Остальные цехи	то же	11

Примечание: Среднюю температуру воды в системах централизованного горячего водоснабжения с непосредственным водоразбором горячей воды из трубопроводов тепловой сети следует принимать 65 °С, а нормы расхода воды принимать с коэффициентом 0,85.

Таблица 1.14. КОЭФФИЦИЕНТ ЧАСОВОЙ НЕРАВНОМЕРНОСТИ ПОТРЕБЛЕНИЯ ГОРЯЧЕЙ ВОДЫ В ЖИЛЫХ ЗДАНИЯХ

Число жителей, чел.	Коэффициент часовой неравномерности	Число жителей, чел.	Коэффициент часовой неравномерности	Число жителей, чел.	Коэффициент часовой неравномерности
150	4,45	1000	2,8	4000	2,4
250	3,7	1500	2,65	5000	2,35
350	3,55	2000	2,55	6000	2,35
500	3,25	2500	2,5	7500	2,3
700	3	3000	2,45	10000	2,25

ГЛАВА 2 ОБОРУДОВАНИЕ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

2.1. ТЕПЛОПРИГОТОВИТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ТЭЦ И КОТЕЛЬНЫХ

Для отпуска теплоты от паротурбинных электростанций при совместной выработке электроэнергии и тепла, как правило, применяются теплофикационные паровые турбины. В отдельных случаях для этой цели используются конденсационные паровые турбины, переведенные на теплофикационный режим. В табл. 2.1 приведены технические характеристики теплофикационных и противоаварийных турбин.

Водогрейные котлы предназначены для установки на ТЭЦ с целью покрытия пиков теплофикационных нагрузок в отопительных котельных в качестве основных источников

теплоты. Подогрев сетевой воды может осуществляться при двухходовой схеме котла — пиковый режим работы и при четырехходовой схеме — основной режим работы. Технические характеристики водогрейных котлов приведены в табл. 2.2.

Температура воды на входе в котел при сжигании газа должна быть не ниже 65—70 °С, при сжигании мазута — не ниже 104—110 °С. Необходимая температура на входе в котел поддерживается системой рециркуляции. Температура воды за котлом не должна превышать 150 °С. При работе на мазуте температура воды за котлом должна поддерживаться равной 150 °С независимо от его схемы. Для котла КВГМ-100 давление за котлом не должно падать ниже 7,5 кгс/см² (0,75 МПа), для кот-

Таблица 2.1. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ И ПРОТИВОДАВЛЕНЧЕСКИХ ТУРБИН

Тип турбин	Завод-изготовитель	Номинальная мощность, МВт	Параметры свежего пара		Номинальный расход свежего пара, т/ч	Давление регулировки в отборах, кгс/см ² (МПа)			Номинальная годовая нагрузка отбора	
			давление кгс/см ² (МПа)	температура, °С		прямой отбор	отопительном		производ. отбора, т/ч	отопительно-е, т/ч (ГДж/ч)
							верхний	нижний		
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
P-40—130/31	ТМЗ	40	130(12,7)	565	458/446	—	29—36 (2,8—3,5)	—	—	—
P-50 130/13	ТМЗ	50	130(12,7)	565	370/320	—	7—21 (0,7—2)	—	—	—
P-100—130/15	ТМЗ	100	130(12,7)	565	760/650	—	12 18 (1,2—1,8)	—	—	—
HP-25 90/10/0,9	ТМЗ	25	90(8,8)	535	161/63	8—13 (0,78—1,3)	0,5—2,5 (0,05—0,25)	—	—	—
T-12—29	ТМЗ	12	29(2,8)	400	83	—	1,2—2,5 (0,12—0,25)	—	—	31 (129, 797)
T-12—35	ТМЗ	12	35(3,4)	435	79,7	—	1,2 2,5 (0,12—0,25)	—	—	34 (142, 358)
T-25 90	ТМЗ	25(30)	90(8,8)	535	129	—	0,7—2,5 (0,07—0,25)	—	—	48 (200, 976)
T-50—130	ТМЗ	50	130(12,7)	565	245	—	0,6—2,5 (0,06—0,25)	0,5—2,0 (0,05—0,2)	—	92 (385, 204)
T-50/60—130	ТМЗ	55	130(12,7)	565	256	—	0,6—2,5 (0,06—0,25)	0,5—2,0 (0,05—0,2)	—	95 (397, 765)
T-50—130—6	ТМЗ	50	130(12,7)	565	240	—	0,6—2,5 (0,06—0,25)	0,5—2,0 (0,05—0,2)	—	90 (376, 830)
T-100—130	ТМЗ	100	130(12,7)	565	441	—	0,6—2,5 (0,06—0,25)	0,5—2,0 (0,05—0,2)	—	160 (669, 920)
T-100/120—130—2	ТМЗ	105	130(12,7)	565	460	—	0,6—2,5 (0,06—0,25)	0,5—2,0 (0,05—0,2)	—	168 (703, 416)
T-100/120—130—3	ТМЗ	110	130(12,7)	555	480	—	0,6—2,5 (0,06—0,25)	0,5—2,0 (0,05—0,2)	—	175 (732, 725)

Продолжение табл. 2.1

Тип турбины	Земельная мощность, МВт	Номинальная мощность, МВт	Параметры свежего пара			Пределы регулирования давления в отборах, кгс/см ² (МПа)				Номинальная тепловая нагрузка-отбор	
			давление, кгс/см ² (МПа)	температура, °С	Номинальный расход свежего пара, т/ч	отопительном		прямовод-стачном	режим	производ-ственная, т/ч	отопительного, Гкал/ч (ГДж/ч)
						1	2				
Т-170/205—130	170	170	130(12,7)	565	738	—	—	7	8	9	11
Т-175/210—130	175	175	130(12,7)	555	745	—	—	—	0,5—3,0 (0,05—0,29)	0,5—2,0 (0,05—0,2)	265 (1109, 555)
Т-175/215—130	175	175	130(12,7)	540	628	—	—	—	0,6—3,0 (0,06—0,29)	0,5—2,0 (0,05—0,2)	270 (1130, 490)
Т-180/215—130	180	180	130(12,7)	560	628	—	—	—	0,6—3,0 (0,06—0,29)	0,5—2,0 (0,05—0,2)	240 (1004, 88)
Т-250/300—240	250	250	240(23,5)	560	905	—	—	—	0,6—2,0 (0,06—0,2)	0,5—1,5 (0,05—0,15)	242 (1013, 254)
Т-250/300—240-2	250	250	240(23,5)	540	955	—	—	—	0,6—2,0 (0,06—0,2)	0,5—1,5 (0,05—0,15)	330 (1381, 71)
ПТ-12 35/10	12	12	35(3,4)	435	109,2	—	—	—	0,6—2,0 (0,06—0,2)	0,5—1,5 (0,05—0,15)	330 (1381, 71)
ПТ-25 90/10	25(30)	25(30)	90(8,8)	535	160	8—13 (0,78—1,3)	—	8—13 (0,78—1,3)	1,2—2,5 (0,12—0,25)	50	21 (87, 927)
ПТ-50/60 130/7	50	50	130(12,7)	565	274	—	—	—	0,7—2,5 (0,07—0,25)	70(83)	28(33) [117, 236 (138, 171)]
ПТ-60/75—90/13	60	60	90(8,8)	535	390	—	—	—	0,5—2,5 (0,05—0,25)	118	40 (167, 480)
ПТ-60/75 130/13	60	60	130(12,7)	565	350	10—16 (0,98—1,57)	—	10—16 (0,98—1,57)	0,7—2,5 (0,07—0,25)	165	60 (251, 220)
ПТ-80/100—130/13	80	80	130(12,7)	555	450	—	—	—	0,7—2,5 (0,07—0,25)	140	52 (217, 724)
ПТ-135/165—130/15	135	135	130(12,7)	565	738	10—18 (0,98—1,76)	—	10—18 (0,98—1,76)	0,35—2,5 (0,03—0,25)	185	—
						12—21 (1,18—2,06)	—	12—21 (1,18—2,06)	0,4—2,5 (0,05—0,25)	320	110 (460, 57)

Примечание: В знаменателе указан номинальный расход пара в противодавлении.

Продолжение табл. 2.3

Марка сетевого подогревателя	Площадь поверхности нагрева F , м ²	число ходов	Число и длина трубок (мм)	Площадь проходного сечения для воды F_1 , м ²	Расчетный расход воды G , т/ч	Параметры среды				Гидравлические потери в трубной сети, м при расчетном расходе, м	Длина конденсаторной пленки, м	Диаметры патрубков (мм) на:		
						расчетное давление, кгс/см ²	температура, °С		пара					
							воды	пара						
БП-350м	350	4	1320×4545	0,0792	1100	14	2,0	116	133	3,5	1,60	630	377	219
Бпр-350м	350	4	1318×4450	0,0792	1100	14	2,0	116	133	3,5	1,60	1020	377	219
БП-500	500	2	1880×4545	0,226	1216	14	14,0	154	350	1,5	1,60	630	426	426
БП-550	550	4	2092×4545	0,1251	1800	14	2,5	145	250	3,2	1,60	820	426	426
Бпр-550	550	4	2092×4545	0,1251	1800	15	3,0	116	250	3,2	1,60	1220	426	426

Таблица 2.4. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СЕТЕВЫХ ВОДОПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ ВСВ и ПСГ

Типоразмер	Число ходов по воде	Расчетные параметры				Номинальные тепловые изводительности, Гкал/ч (ГДж/ч)			Гидравлические параметры при номинальном расходе	
		пара	воды		температура, °С	на входе	на выходе	скорость воды, м/с	потери напора, м	
		абсолютное давление, кгс/см ²	номинальный расход, т/ч	номинальный расход, т/ч						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
ПСВ-45-7-15	4	8,0(0,78)	15,0	90	70	150	7,2(30,1)	2,00	2,00	2,00
ПСВ-45-7-15	2	2,5(0,24)	14,0	180	70	110	7,2(30,1)	2,00	2,00	1,50
ПСВ-63-7-15	4	8,0(0,78)	19,0	120	100	150	9,0(37,7)	2,10	2,10	2,50
ПСВ-63-7-15	2	2,5(0,24)	20,0	240	70	110	9,6(40,2)	1,95	1,95	2,00
			19,0		70		9,6(40,2)	1,85		
ПСВ-90-7-15	4	8,0(0,78)	20,0	175	110	150	9,6(40,2)	2,00	2,00	3,00
ПСВ-90-7-15	2	2,5(0,24)	30,0	350	70	110	14,0(58,6)	1,95	1,95	2,50
			27,0				14,0(58,6)	1,95		
			29,0		110	150				

№	Параметры	4	8,0(0,78)	41,0	250	70	150	20,0(83,7)	1,95	3,50
ПТВ-125-7-15		2	2,5(0,24)	38,0	500	70	110	20,0(83,7)	2,00	2,75
ПТВ-200-2-23		4	8,0(0,78)	41,0	400	110	150	20,0(83,7)	2,10	4,00
ПТВ-200-3-23		2	4,0(0,39)	48,0	800	70	130	24,0(100,5)	2,00	3,00
ПТВ-200-14-23		4	2,5(0,24)	62,0	800	70	110	32,0(134)	2,00	4,00
ПТВ-200-14-23		2	4,0(0,39)	63,0	400	90	130	32,0(134)	2,00	3,00
ПТВ-200-14-23		4	8,0(0,78)	66,0	800	70	150	32,0(134)	2,10	4,00
ПТВ-200-14-23		2	15,0(1,47)	51,5	800	120	180	24,0(100,5)	2,10	3,00
ПТВ-200-14-23		4	8,0(0,78)	65,0	800	110	150	32,0(134)	2,10	3,00
ПТВ-200-14-23		2	15,0(1,47)	86,0	800	130	180	40,0(167,5)	2,10	3,00
ПТВ-200-14-23		4	2,5(0,24)	110,0	1130	70	120	56,5(236,6)	2,35	3,80
ПТВ-314-14-23		2	4,0(0,39)	110,0	1130	80	130	56,5(236,6)	2,40	4,80
ПТВ-314-14-23		4	8,0(0,78)	92,5	1130	110	150	45,2(189,2)	2,40	5,50
ПТВ-500-3-23		2	15,0(1,47)	97,0	1500	140	180	45,2(189,2)	2,50	6,00
ПТВ-500-14-23		4	2,5(0,24)	115,0	1500	70	110	60,0(251,2)	1,95	3,50
ПТВ-800-3-8-1		2	4,0(0,39)	102,5	1500	95	130	52,5(219,8)	2,00	4,20
ПТВ-800-3-8-1		4	8,0(0,78)	122,5	1500	110	150	60,0(251,2)	2,00	6,70
ПТВ-1300-3-8-1, II		4	15,0(1,47)	162,5	1500	130	180	75,0(314)	2,10	9,70
ПТВ-2300-2-8-1		2	0,3—2,5	58	1250	120	170	30,0(125,6)	1,59	9,70
ПТВ-2300-2-8-1		4	(0,03—0,24)	105,0	2000	120	170	55,0(230,3)	1,70	9,70
ПТВ-2300-2-8-1		2	0,3—2,5	170,7	3500	115	165	87,5(366,4)	2,05	9,70
ПТВ-2300-2-8-1		4	(0,03—0,24)	170,7	3500	120	170	87,5(366,4)	2,05	9,70
ПТВ-5000-2,5-8-1		4	0,3—1,5	295,0	6000	105	155	165,0(690,8)	2,22	9,70
ПТВ-5000-3,5-8-1		2	(0,03—0,15)	295,0	6000	115	165	165,0(690,8)	2,22	9,70
ПТВ-5000-3,5-8-1		4	0,6—2,0	295,0	6000	115	165	165,0(690,8)	2,22	9,70
ПТВ-5000-3,5-8-1		2	(0,06—0,02)	295,0	6000	115	165	165,0(690,8)	2,22	9,70

Примечание: Цифры после ПТВ или ПТВ обозначают: первая — площадь поверхности нагрева подогревателя, м², вторая и третья — разрешенное избыточное давление в паровом пространстве и в трубках, кгс/см².

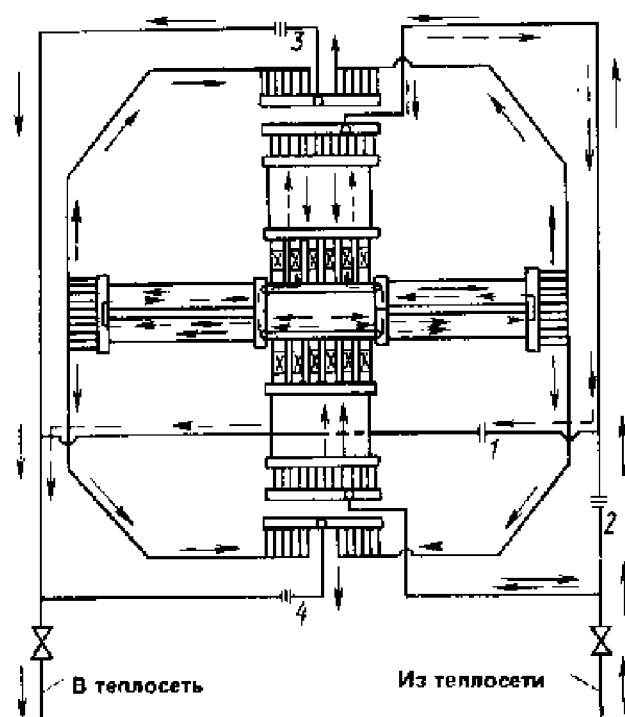


Рис. 2.1. Гидравлическая схема котла ПТВМ-50-1. Стрелками показано движение воды: сплошными — при двухходовой, штриховыми — при четырехходовой схеме; 1, 2, 3, 4 — заглушки

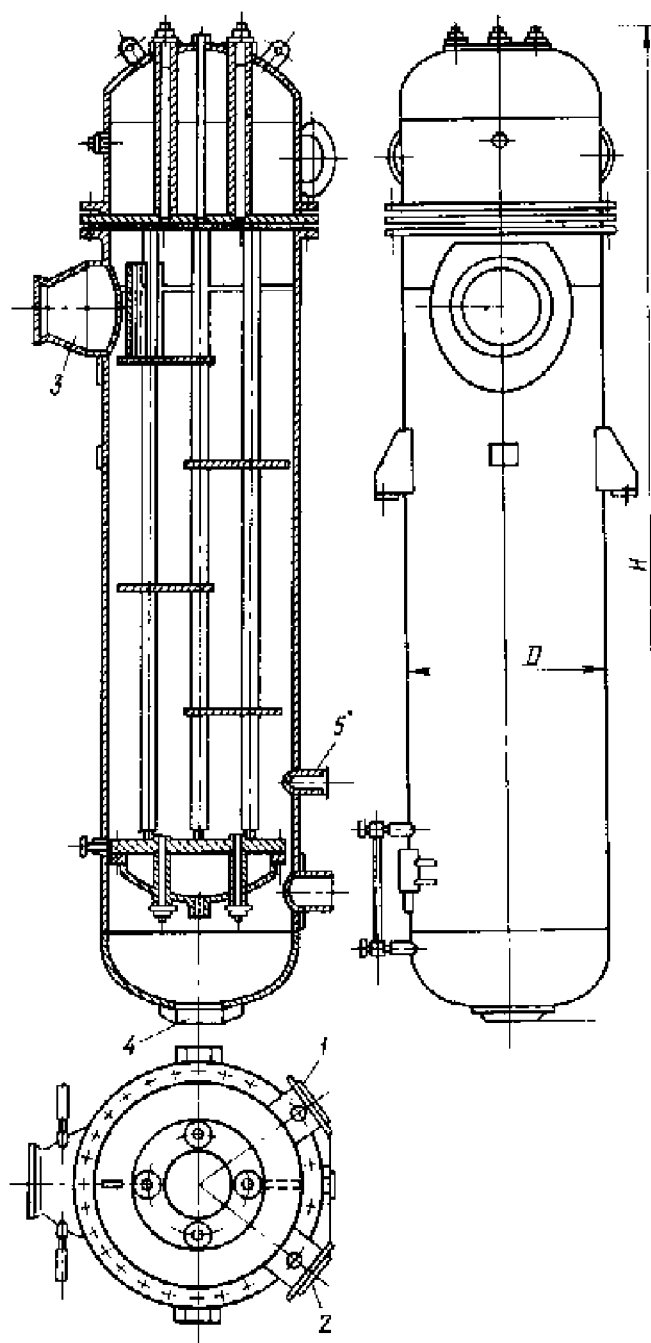


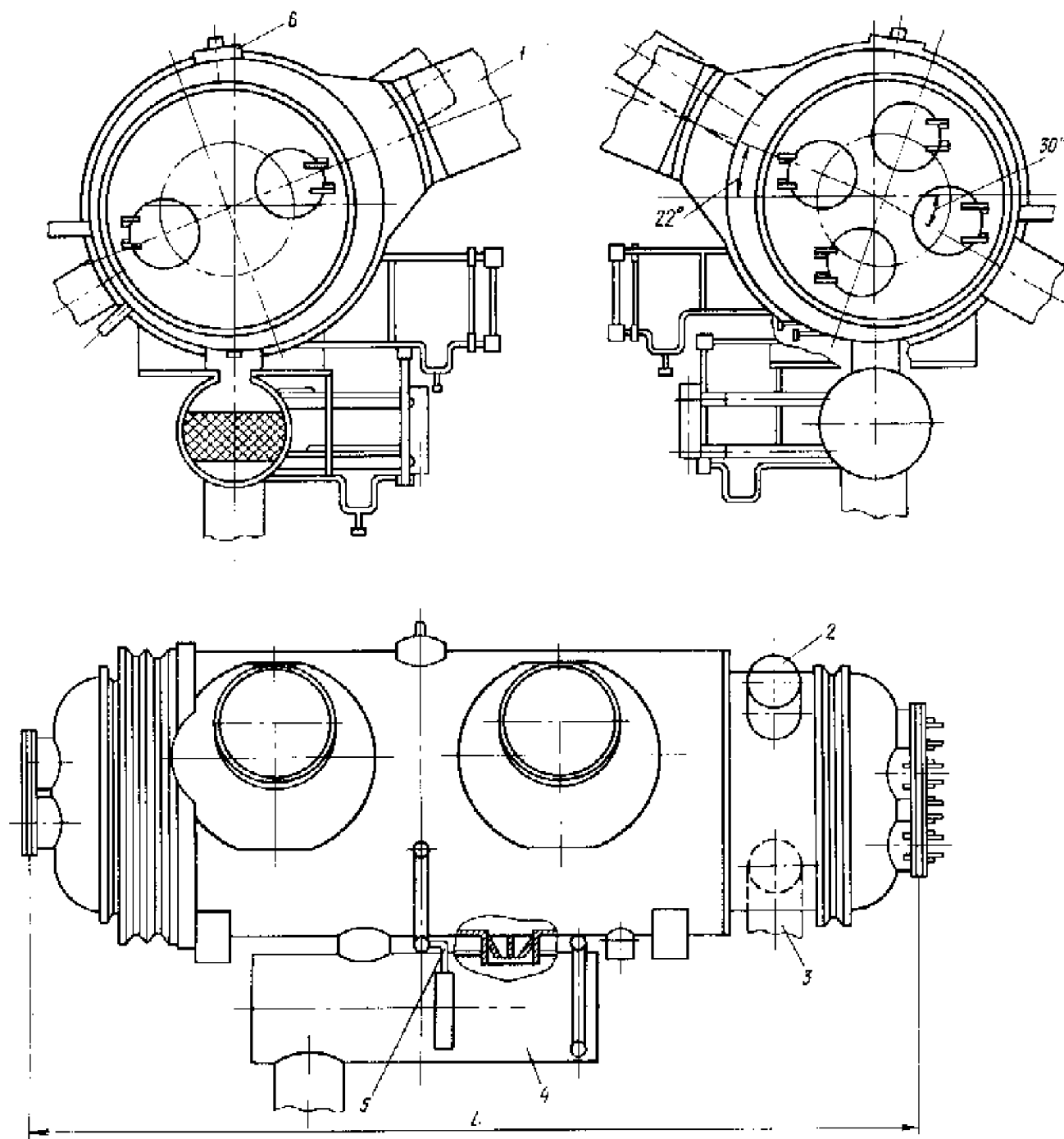
Рис. 2.2. Подогреватели сетевой воды типа ПСВ 1, 3 — вход и выход воды; 2 — вход пара; 4 — выход конденсата; 5 — отсек воздуха

лов ПТВМ-50, 100 и 180 — ниже 10 кгс/см^2 ($0,98 \text{ МПа}$). При повышении гидравлического сопротивления котла в 1,5 раза необходимо проводить химическую очистку. Гидравлическая схема котла ПТВМ-50-1 показана на рис. 2.1.

Водоподогреватели в зависимости от первичного (греющего) теплоносителя подразделяют на *пароводяные*, у которых греющей средой является пар, и *вода-водные*, где греющей средой является вода. Пароводяные подогреватели теплоподготовительных установок предназначены для подогрева сетевой воды паром от соответствующих турбин или котлов. В табл. 2.3 приведены технические характеристики вертикальных пароводяных подогревателей сетевой воды типов БО и БП, которые выпускались до 1967 г. и установлены практически на всех ТЭЦ и крупных котельных. В зависимости от характера покрываемых нагрузок подогревателям присваивали обозначение БО — для основ-

ной нагрузки и БП — для пиковой. Числа после обозначения типов БО и БП соответствуют площади поверхности нагрева (м^2).

В настоящее время вместо подогревателей типов БО и БП выпускают вертикальные подогреватели сетевой воды ПСВ (рис. 2.2) и горизонтальные ПСГ (рис. 2.3). Технические характеристики и основные конструктивные данные этих подогревателей приведены в табл. 2.4 и 2.5. Вода в пароводяных подогревателях подается внутрь трубок, изготовленных из латуни Л-68. Наружный диаметр трубок у вертикальных подогревателей 19 мм при толщине стенки 0,75 мм (трубки 19/17,5 мм); в по-



догревателях ПСГ наружный диаметр трубки 24 мм, толщина стенки 1 мм.

При использовании пароводяных подогревателей для приготовления сетевой воды первой ступенью нагрева служат охладители конденсата (рис. 2.4). Основные размеры и технические характеристики охладителей конденсата типа ОГ приведены в табл. 2.6 и 2.7.

В последние годы при строительстве новых сельских населенных пунктов и реконструкции старых уровень инженерного оборудования приближается к уровню инженерного оборудования в городах и, как правило, предусматривается централизованное теплоснабжение. При

Рис. 2.3. Подогреватели сетевой воды типа ПСГ
1 — вход пара; 2, 3 — вход и выход воды; 4 — конденсатосборник; 5 — к регулятору уровня конденсата; 6 — лаз

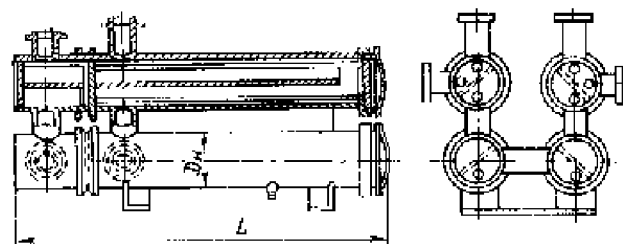


Рис. 2.4. Охладитель конденсата типа ОГ

Таблица 2.5. ОСНОВНЫЕ КОНСТРУКТИВНЫЕ ДАННЫЕ СЕТЕВЫХ ВОДОПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ

Марка водоподогревателя	Диаметр корпуса D , мм	Полная высота H или длина L , мм	Длина труб, мм	Число трубок	Диаметр присоединительного патрубка, мм			Площадь живого сечения для прохода воды в подогревателях, м ²	
					на входе пара	на входе и выходе сетевой воды	длина	двухходовых	четырёхходовых
ПОВ-45-7-15	720×8	4605	3410	228	200	150		0,0259	0,0129
ПОВ-63-7-15	816×8	4810	3410	320	200	250		0,0369	0,0182
ПОВ-90-7-15	1020×8	5060	3410	456	350	300		0,0518	0,0259
ПОВ-125-7-15	1020×8	5060	3410	640	350	300		0,0727	0,0364
ПОВ-200-3-23	1232×10	5400	3410	1020	450	350		0,1160	0,0580
ПОВ-200-14-23	1232×12	5400	3410	1020	300	350		0,1155	0,0516
ПОВ-500-3-23	1524×10	7150	4545	1212	600	500		0,4380	0,1375
ПОВ-315-14-23	1544×16	7150	4545	1212	450	500		0,1380	0,1375
ПОВ-500-3-23	1624×10	7350	4545	1928	800	500		0,2190	0,2190
ПОВ-500-14-23	1640×16	7350	4545	1928	500	500		0,2180	0,2182
ПСГ-800-3-8-1	2100	6900	4600	2300	900	500		0,4370	0,2185
ПСГ-1300-3-8-1	2500	7500	5000	3440	1000	600		0,6540	0,3270
ПСГ-1300-3-8-П	2500	8190	5000	3440	1000	600		0,6540	0,3270
ПСГ-2300-2-8-1	3000	9320	6080	4999	800(1)	800		0,9500	0,4750
					1200(2)				
ПСГ-2300-3-8-П	3000	9100	6080	4999	1000	800		0,9500	0,4750

Примечание: Цифры в скобках указывают количество входных патрубков.

Таблица 2.6. ОСНОВНЫЕ РАЗМЕРЫ ОХЛАДИТЕЛЕЙ КОНДЕНСАТА ОГ

Типоразмер	Число корпусов	Диаметр корпуса, D_H	Длина корпуса L , мм	Количество трубок	Размер трубы, мм			Число ходов	
					диаметр	толщина стенки	длина	в корпусе	в трубной системе
ОГ-6	1	273	2328	56	22	2	1586	2	1
ОГ-12	2	273	2000	124	22	2	1578	2	2
ОГ-24	4	273	2000	248	22	2	1578	2	2
ОГ-35	4	325	2170	328	22	2	1646	2	2
ОГ-130	4	426	4310	608	22	2	3186	2	1
ОГ-32	1	426	3904	136	22	2	3556	1	8

Таблица 2.7. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ОХЛАДИТЕЛЕЙ КОНДЕНСАТА ОГ

Типоразмер	Площадь поверхности охлаждения, м ²	Площадь проходного сечения по трубкам, м ²	Площадь проходного сечения между трубками, м ²	Эквивалентный диаметр сечения между трубками, мм	Расчетные параметры воды				
					давление, кгс/см ² (МПа)		температура, °С		расход, т/ч
					в корпусе	в трубной системе	на входе	на выходе из трубной системы	
ОГ-6	6	0,0142	0,0149	0,0255	5 (0,49)	5 (0,49)	130	100	10
ОГ-12	12	0,00787	0,01374	0,0216	7 (0,69)	16 (1,57)	165	135	80
ОГ-24	24	0,00787	0,01374	0,0216	7 (0,69)	16 (1,57)	165	135	80
ОГ-35	35	0,0104	0,0214	0,0259	14 (1,37)	16 (1,57)	75	80	130
ОГ-130	130	0,0386	0,03456	0,0235	3,5 (0,34)	11 (2,08)	80	70	75
ОГ-32	32	0,0043	0,07519	0,0282	11 (1,08)	3,5 (0,34)	24	104	400

Таблица 2.8. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПАРОВЫХ СТАЛЬНЫХ КОТЛОВ, СЕЛЬСКИХ НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ

Тип котла	Производительность котла G, т/ч, при работе		Давление пара p, кг/см ² (МПа)	Тип котла	Производительность котла G, т/ч, при работе		Давление пара p, кг/см ² (МПа)	Тип котла	Производительность котла G, т/ч, при работе		Давление пара p, кг/см ² (МПа)
	на газообразном топливе	каменных и бурых углей			на газообразном топливе	каменных и бурых углей			на газообразном топливе	каменных и бурых углей	
ДКВР-2,5-13	3,7	—	14 (1,37)	ДЕ-6,5-14 ГМ	6,5	—	14 (1,37)	Е-0,4/9-Ж	0,4	—	9 (0,88)
ДКВР-4-13	6,0	2,7	14 (1,37)	КЕ-2,5-14с	2,5	2,5	14 (1,37)	Е-1/9-1М	1,0	—	9 (0,88)
		—	14 (1,37)	КЕ-4-14с	—	4,0	14 (1,37)	Е-1/9-1	—	1,0	9 (0,88)
ДКВР-6,5-13	9,7	4,6	14 (1,37)	КЕ-6,5-14с	—	6,5	14 (1,37)	Е-1/9-Ж	1,0	—	9 (0,88)
		—	14 (1,37)	Е-1/9-Г	1,0	—	9 (0,88)	Е-1/9-1Г	1,0	—	9 (0,88)
ДЕ-4-14ГМ **	4	7,5	14 (1,37)	Е-0,4/9-Г	0,4	—	9 (0,88)	Е-1/91М	1,0	—	9 (0,88)
		—	14 (1,37)	Е-1/9-ж	1,0	—	9 (0,88)	Е-1,9/1	1,0	1,0	9 (0,88)

этом источником теплоты являются отопительные или отопительно-производственные котельные, оборудованные в зависимости от вида теплоносителя водогрейными или паровыми котлами. Основные характеристики котлов, применяемых в котельных сельских населенных пунктов, приведены в табл. 2.8а, б.

В котельных для нужд отопления, вентиляции и горячего водоснабжения вместо ранее применявшихся подогревателей (ОСТ 34-531-68,

Таблица 2.8.а. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВОДОГРЕЙНЫХ СТАЛЬНЫХ КОТЛОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В КОТЕЛЬНЫХ СЕЛЬСКИХ НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ

Тип котла	Теплопроизводительность, Q , Гкал/ч (ГДж/ч)
КВ-4-150	4,64 (29,4) — 4,0 (16,7)
ТВГ 6,5-150	7,54 (31,6) — 6,5 (27,2)

Таблица 2.8.б. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЧУГУННЫХ СЕКЦИОННЫХ КОТЛОВ И КОТЛОАГРЕГАТОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В КОТЕЛЬНЫХ СЕЛЬСКИХ НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ

Тип котла или котлоагрегата	Площадь поверхности нагрева, F , m^2	Тепловая мощность (теплопроизводительность) котла или котлоагрегата, Q , Гкал/ч (ГДж/ч), при работе					
		на проходе углей		на рядовых углях		на природном газе	на жидком топливе
		антраците	каменном	антраците	каменном		
«Универсал-5М»	15,2	220 (921)	102 (427)	167 (699)	—	182 (762)	167 (699)
	19,7	285 (1193)	132 (553)	216 (904)	—	236 (988)	216 (904)
	24,2	350 (1465)	163 (682)	266 (1114)	—	290 (1214)	266 (1114)
	28,6	415 (1738)	193 (808)	315 (1319)	—	343 (1436)	314 (1315)
	33,1	480 (2010)	223 (934)	364 (1524)	—	397 (1662)	364 (1524)
	37,6	545 (2282)	253 (1059)	414 (1733)	—	451 (1888)	413 (1729)
	42,1	619 (2592)	283 (1185)	469 (1964)	—	504 (2110)	463 (1939)
«Универсал-6»	19,8	277 (1160)	168 (703)	218 (913)	143 (599)	237 (992)	218 (913)
	24,2	339 (1419)	206 (862)	266 (1114)	174 (728)	290 (1114)	266 (1114)
	28,6	400 (1675)	243 (1017)	315 (1319)	206 (862)	343 (1436)	315 (1319)
	33,0	462 (1934)	281 (1176)	363 (1520)	238 (996)	396 (1658)	363 (1520)
	37,4	524 (2194)	318 (1331)	411 (1721)	269 (1126)	448 (1876)	411 (1721)
	41,3	585 (2449)	355 (1486)	460 (1926)	301 (1260)	501 (2098)	460 (1926)
	46,2	647 (2709)	393 (1645)	508 (2127)	333 (1394)	554 (2320)	508 (2127)
«Универсал-6М»	24,2	339 (1419)	170 (712)	266 (1114)	145 (607)	290 (1214)	266 (1114)
	33,0	462 (1934)	233 (976)	363 (1520)	199 (833)	396 (1658)	363 (1520)
	41,8	585 (2449)	295 (1236)	460 (1926)	252 (1055)	501 (2098)	459 (1922)
«Энергия-3М»	36,8	465 (1947)	298 (1248)	254 (1063)	254 (1063)	368 (1541)	368 (1541)
	55,2	670 (2805)	447 (1872)	380 (1591)	380 (1591)	552 (2311)	552 (2311)
	73,6	875 (3664)	596 (2495)	508 (2127)	508 (2127)	736 (3082)	736 (3082)
«Тула-3»	28,1	465 (1974)	271 (1176)	358 (1499)	236 (988)	385 (1612)	327 (1367)
	40,6	670 (2805)	406 (1700)	516 (2160)	341 (1428)	550 (2303)	482 (2018)
	53,0	875 (3664)	530 (2219)	676 (2830)	445 (1863)	719 (3010)	630 (2638)
«Минек-1»	20,8	465 (1947)	229 (959)	—	193 (808)	279 (1168)	279 (1168)
	30,4	675 (2826)	334 (1398)	—	283 (1185)	399 (1671)	399 (1671)
	40,0	888 (3718)	440 (1842)	—	373 (1562)	540 (2261)	540 (2261)
«Кировец»	30,4	—	240 (1005)	—	—	—	—
	40,0	—	448 (1876)	—	—	—	—
	49,5	—	498 (2085)	—	—	—	—
«Универсал-6М»	59,4	—	690 (2880)	—	—	—	—
«Факел-Г»	36	—	—	—	—	860 (3601)	—

Таблица 2.9. НАЗНАЧЕНИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ПАРОВОДЯНЫХ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ

График температур воды, °С	Испытание подогревателей		Число тепло-размеров	Площадь поверхности нагрева, м ²	Теплопроизводительность, Гкал/ч (ГДж/ч)
	число ходов по воде	длина трубок L			

Подогреватели с эллиптическими днищами

150/70	4	3	7	9,5 ÷ 108	1,13 13,3(4,73 - 55,69)
130/70	2	3	7	9,5 ÷ 108	1,63 18,1(6,82 - 75,78)
95/70	2	2	7	5,3 ÷ 71	0,585 - 6,84(2,45 - 28,64)

Подогреватели с плоскими днищами

150/70	4	3	3	9,5 ÷ 24,4	1,13 - 2,94(4,73 - 12,31)
130/70	2	3	3	9,5 ÷ 24,4	1,63 4,22(0,585 - 1,52)
95/70	2	2	3	6,3 ÷ 16	0,585 - 1,52(2,45 - 6,36)

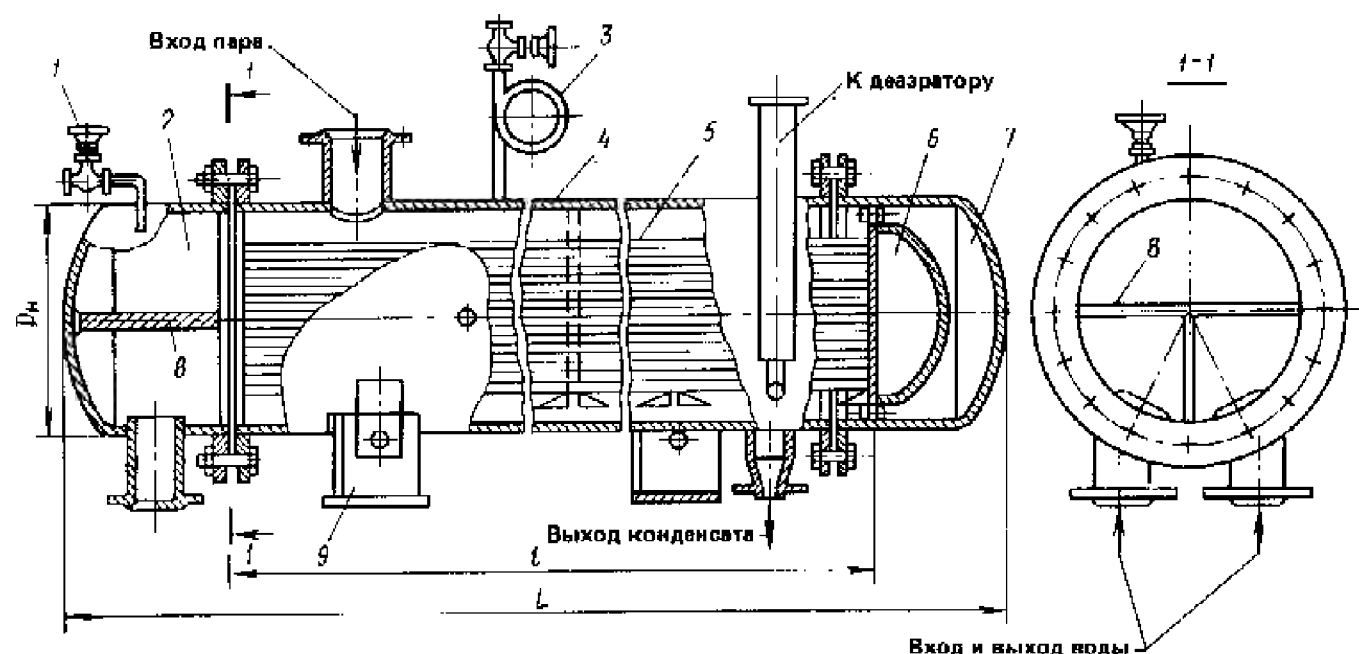


Рис. 2.5. Пароводяной подогреватель

1 — воздушный кран; 2 — передняя камера; 3 — сильфонная трубка для установки манометра; 4 — корпус; 5 — трубная система; 6 — задняя камера; 7 — крышка; 8 — разделительная перегородка (двухходовые подогреватели не имеют разделительной перегородки); 9 — опоры

ОСТ 34-532-68, ОСТ 34-576-68 и ОСТ 34-577-68) выпускают подогреватели, согласно отраслевому стандарту ОСТ 108.271.105—76 (рис. 2.5). Назначение и технические данные выпускаемых пароводяных подогревателей приведены в табл. 2.9. Теплопроизводительность подогревателей определена для работы по графикам

150—70 и 130—70 °С при абсолютном рабочем давлении пара 7 кгс/см² (0,69 МПа), а для графика 95—70 °С — 2 кгс/см² (0,2 МПа). Трубная система подогревателей выполняется из латуновых трубок диаметром 16×1 мм по ГОСТ 21646—76 с изм.

Температура и давление пара, поступающего в подогреватель, не должны превышать 300 °С и 10 кгс/см² (0,98 МПа) соответственно, а температура и давление нагретой воды — 200 °С и 16 кгс/см² (1,57 МПа). Основные размеры и технические характеристики пароводяных подогревателей приведены в табл. 2.10

Таблица 2.10. ОСНОВНЫЕ РАЗМЕРЫ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПАРОВОДЯНЫХ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ

Обозначение подогревателя		Общая длина корпуса l , мм		Наружный и внутренний диаметры корпуса $D_{\text{н}}/D_{\text{вн}}$, мм	Длина трубок l , мм	Число ходов	Число трубок z	Приветное число трубок в верхнем ряду n	Площадь поверхности трубок за F , м^2	Площадь живого сечения м^2		Теплопроводимость Q , ГДж/ч (ГДж/ч)
новое (ОСТ 108-77 105—76)	старое	новой модели	старой модели							между трубами $F_{\text{м}}$	около ходов трубок $F_{\text{н}}$	
ПП2-9-7-II	01ОСТ 34-531-68	3550	3548	325/309	3000	2	68	8,5	0,954	0,0062	1,058 (6,82)	1,63 (6,82)
ПП2-17-7-II	02ОСТ 34-531-68	3575	3574	426/412	3000	2	124	10,3	17,2	0,108	0,0096	2,98 (12,48)
ПП2-24-7-II	03ОСТ 34-531-68	3630	3630	480/466			176	12,6	24,4	0,135	0,0136	4,22 (17,67)
ПП2-6-2-II	01ОСТ 34-531-68	2550	2548	325/309	2000	2	68	8,5	6,3	0,061	0,0052	0,585 (2,45)
ПП2-11-2-II	02ОСТ 34-531-68	2575	2574	426/412			124	10,3	11,4	0,108	0,0096	1,07 (4,48)
ПП2-16-2-II	03ОСТ 34-531-68	2630	2630	480/466	3000	4	176	12,6	16	0,135	0,0136	1,52 (6,36)
ПП2-9-7-IV	01ОСТ 34-532-68	3550	3548	325/309			68	8,5	9,5	0,061	0,0026	1,13 (4,73)
ПП2-17-7-IV	02ОСТ 34-532-68	3575	3574	426/412			124	10,3	17,2	0,108	0,0048	2,08 (8,71)
ПП2-24-7-IV	03ОСТ 34-532-68	3630	3630	480/466			176	12,6	24,4	0,135	0,0068	2,94 (12,31)
ПП1-9-7-II	01ОСТ 34-576-68	3606	3588	325/309			68	8,5	9,5	0,061	0,0052	1,63 (6,82)
ПП1-17-7-II	02ОСТ 34-576-68	3650	3630	426/412			124	10,3	17,2	0,108	0,0096	2,98 (12,48)
ПП1-24-7-II	03ОСТ 34-576-68	3720	3750	480/466	3000	2	176	12,6	24,4	0,135	0,0136	4,22 (17,67)
ПП1-24-7-III	04ОСТ 34-576-68	3785	3915	630/616			232	14,5	32	0,162	0,018	5,57 (23,32)
ПП1-53-7-II	05ОСТ 34-576-68	3885	3915	630/616			392	17,8	53,9	0,219	0,0302	9,2 (38,52)
ПП1-76-7-II	06ОСТ 34-576-68	3785	4015	720/704			560	21,6	76,8	0,277	0,0432	13,2 (55,27)
ПП1-108-7-II	07ОСТ 34-576-68	4135	4154	820/804			792	26,4	108	0,349	0,0604	18,1 (75,78)
ПП1-6-2-III	01ОСТ 34-576-68	2606	2588	325/309			68	8,5	6,3	0,061	0,0062	0,585 (2,45)
ПП1-11-2-III	02ОСТ 34-576-68	2650	2630	426/412			124	10,3	11,4	0,108	0,0096	1,07 (4,48)
ПП1-16-2-III	03ОСТ 34-576-68	2720	2750	480/466			176	12,6	16	0,135	0,0136	1,52 (6,36)
ПП1-21-2-III	04ОСТ 34-576-68	2875	2798	530/516	2000	2	232	14,5	21,2	0,162	0,018	1,99 (8,33)
ПП1-35-2-III	05ОСТ 34-576-68	2885	2915	630/616			329	17,8	36,3	0,219	0,0302	3,38 (14,15)
ПП1-50-2-III	06ОСТ 34-576-68	2985	3015	720/704			560	21,6	50,5	0,277	0,0432	5,02 (21,02)
ПП1-71-2-III	07ОСТ 34-576-68	3135	3154	820/804			792	26,4	71	0,349	0,0604	6,84 (28,64)
ПП1-9-7-IV	01ОСТ 34-577-68	3606	3588	325/309			68	8,5	9,5	0,061	0,0026	1,13 (4,73)
ПП1-17-7-IV	02ОСТ 34-577-68	3650	3630	426/412			124	10,3	17,2	0,106	0,0048	2,08 (8,71)
ПП1-24-7-IV	03ОСТ 34-577-68	3720	3750	480/466			176	12,6	24,4	0,135	0,0068	2,94 (12,31)
ПП1-32-7-IV	04ОСТ 34-577-68	3785	3788	530/516	3000	4	232	14,5	32	0,162	0,009	3,88 (16,24)
ПП1-53-7-IV	05ОСТ 34-577-68	3885	3915	630/616			392	17,8	53,9	0,219	0,0151	6,55 (27,42)
ПП1-76-7-IV	06ОСТ 34-577-68	3985	4015	720/704			560	21,6	76,8	0,277	0,0216	9,4 (39,36)
ПП1-108-7-IV	07ОСТ 34-577-68	4135	4154	820/804			792	26,4	108	0,349	0,0302	13,3 (55,59)

2.2. ТРУБОПРОВОДЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Трубопроводы и арматура тепловых сетей при рабочей температуре воды выше 115 °С (независимо от давления) должны соответствовать требованиям «Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды» Госгортехнадзора СССР. Для трубопроводов тепловых сетей при рабочей температуре воды 115 °С и ниже применяются стальные электросварные трубы с учетом дополнительных требований по СНиП 2.04.07-86 *. Для тепловых сетей горячего водоснабжения применяются оцинкованные стальные трубы, сварку которых следует производить в среде углекислого газа.

Рабочее давление и температуру теплоносителя для выбора труб, арматуры и оборудо-

вания, а также для расчета трубопроводов на прочность и при определении нагрузок от трубопроводов на опоры труб и строительные конструкции принимают:

а) для подающего и обратного трубопровода водяных сетей: давление — по наибольшему давлению в подающем трубопроводе при работе сетевых насосов с учетом рельефа местности, но не менее 10 кг/см² (1 МПа); температуру — по температуре в подающем трубопроводе при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления;

б) для подающего и циркуляционного трубопроводов сетей горячего водоснабжения: давление — по наибольшему давлению в подающем трубопроводе при работе насосов с учетом рельефа местности; температуру — 75 °С.

Технические характеристики стальных труб приведены в табл. 2.11 и 2.12.

Таблица 2.11. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СТАЛЬНЫХ ТРУБ УСЛОВНЫМ ДИАМЕТРОМ 15—1400 мм

Диаметры трубопровода, мм		Толщина стенки трубы δ , мм	Площадь поперечного сечения в свету F , м ²	Площадь поверхности 1 м длины трубопровода F , м ²	Толщина изоляции подающей трубы $\delta_{из}$, мм	Масса 1 м подающей трубы, кг		Общая масса трубы с водой, кг
условный D_s	наружный D_n					труба	изоляция	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	18	2,0	0,00015	0,05	40	0,8	2,9	3,9
20	25	2,0	0,00035	0,08	40	1,1	3,3	4,7
25	32	2,5	0,00057	0,10	40	1,8	3,6	6,0
32	38	2,5	0,00085	0,12	40	2,1	4,0	6,9
40	45	2,5	0,0013	0,14	40	2,6	4,3	8,1
50	57	3,0	0,0020	0,18	50	4,0	6,8	12,8
70	76	3,0	0,0039	0,24	50	5,4	7,9	17,0
80	89	3,5	0,0053	0,28	50	7,3	8,9	21,5
80	89	3,0	0,0055	0,28	50	6,4	8,9	20,7
100	108	4,0	0,0079	0,34	50	10,2	10,2	28,3
100	108	3,5	0,0080	0,34	50	9,0	10,2	27,1
125	133	4,0	0,0123	0,42	60	12,8	14,9	39,9
125	133	3,5	0,0124	0,42	60	11,2	14,9	38,5
150	159	4,5	0,0177	0,50	60	17,1	16,5	51,3
175	194	5,0	0,0270	0,61	60	23,2	18,8	67,6
200	219	6,0	0,0330	0,69	60	31,6	21,0	86,0
200	219	5,0	0,0340	0,69	60	26,3	21,0	81,5
250	273	7,0	0,0530	0,85	600	46,6	24,9	124,1
300	325	8,0	0,0750	1,02	60	62,6	29,0	167,0
300	325	7,0	0,0760	1,02	60	54,9	29,0	159,4
350	377	9,0	0,1010	1,18	70	81,6	39,0	222,6
400	426	6,0	0,1350	1,34	70	62,2	43,4	240,2
400	426	7,0	0,1330	1,34	70	72,3	43,4	248,2
450	480	6,0	0,1720	1,51	70	70,2	47,9	289,1
450	480	7,0	0,1710	1,51	70	81,6	47,9	298,9

Продолжение табл. 211

Диаметры трубопровода, мм		Толщина стенки трубы δ , мм	Площадь поперечного сечения в свету F , м ²	Площадь поверхности 1 м длины трубопровода F , м ²	Толщина изоляции подающей трубы $\delta_{из}$, мм	Масса 1 м подающей трубы, кг		Общая масса трубы с теплоизоляцией, кг
условный D_c	наружный D_n					труба	изоляция	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
450	480	8,0	0,1690	1,51	70	93,1	47,9	309,2
500	530	6,0	0,2100	1,66	70	77,5	52,0	338,9
500	530	7,0	0,2090	1,66	70	90,3	52,0	350,1
500	530	8,0	0,207	1,66	70	103,0	52,0	361,1
500	530	9,0	0,206	1,66	70	115,7	52,0	372,3
600	630	6,0	0,300	1,97	70	92,3	61,7	452,1
600	630	7,0	0,298	1,97	70	107,5	61,7	465,4
600	630	8,0	0,296	1,97	70	122,7	61,7	478,6
600	630	9,0	0,295	1,97	70	137,8	61,7	492,9
600	630	10,0	0,292	1,97	70	152,9	61,7	505,0
600	630	11,0	0,290	1,97	70	167,9	61,7	518,1
700	720	7,0	0,391	2,18	80	123,1	80,6	592,7
700	720	8,0	0,389	2,18	80	140,5	80,6	607,9
700	720	9,0	0,387	2,18	80	157,8	80,6	623,0
700	720	10,0	0,385	2,18	80	175,1	80,6	638,2
700	720	11,0	0,382	2,18	80	192,3	80,6	653,1
700	720	12,0	0,380	2,18	80	209,5	80,6	668,2
800	820	7,0	0,509	2,48	80	140,3	91,3	738,7
800	820	8,0	0,507	2,48	80	160,1	91,3	756,0
800	820	9,0	0,505	2,48	80	180,0	91,3	773,5
800	820	10,0	0,502	2,48	80	199,8	91,3	790,9
800	820	11,0	0,500	2,48	80	219,5	91,3	807,8
800	820	12,0	0,497	2,48	80	239,1	91,3	824,9
800	820	14,0	0,492	2,48	80	278,3	91,3	859,1
900	920	8,0	0,642	2,80	90	179,9	113,7	931,6
900	920	9,0	0,639	2,80	90	202,2	113,7	950,9
900	920	10,0	0,636	2,80	90	224,4	113,7	970,4
900	920	11,0	0,633	2,80	90	246,6	113,7	989,9
900	920	12,0	0,630	2,80	90	268,7	113,7	1009,0
900	920	14,0	0,625	2,80	90	312,8	113,7	1047,6
1000	1020	9,0	0,788	3,17	90	224,4	125,5	1133,6
1000	1020	10,0	0,785	3,17	90	244,8	125,5	1155,3
1000	1020	11,0	0,782	3,17	90	273,7	125,5	1176,7
1000	1020	12,0	0,779	3,17	90	298,4	125,5	1198,2
1000	1020	14,0	0,772	3,17	90	347,3	125,5	1240,9
1000	1120	12,0	0,944	3,50	100	329,5	154,5	1422,4
1200	1220	10,0	1,130	3,83	100	298,4	169,3	1591,8
1200	1220	11,0	1,127	3,83	100	328,0	169,3	1617,7
1200	1220	12,0	1,123	3,83	100	357,5	169,3	1643,4
1200	1220	14,0	1,115	3,83	100	416,4	169,3	1694,4
1400	1420	12,0	1,530	4,47	110	416,7	216,2	2154,3
1400	1420	14,0	1,520	4,47	110	485,4	216,2	2213,4
1400	1420	16,0	1,510	4,47	110	554,0	216,2	2274,2

Примечания: 1. Плотность изоляции принята 400 кг/м³. 2. Рабочее давление в трубопроводе 1,6 МПа (16 кгс/см²). 3. Трубы $D \leq 400$ мм — бесшовные; трубы $D > 400$ мм — электросварные с продольным швом.

Таблица 2.12. ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ВОДОГАЗОПРОВОДНЫХ (ГАЗОВЫХ) СТАЛЬНЫХ ТРУБ (ГОСТ 3262—75 * с изм.)

Диаметр труб, мм		Вид труб			
условный D	наружный D_n	обыкновенные		усиленные	
		толщина стенки, мм	масса 1 м трубы, кг	толщина стенки, мм	масса 1 м трубы, кг
15	21,3	2,8	1,25	3,2	1,44
20	26,8	2,8	1,63	3,2	1,9
25	33,5	3,2	2,42	4,0	2,9
32	42,3	3,2	3,13	4,0	3,8
40	48,0	3,5	3,84	4,0	4,3
50	60,0	3,5	4,88	4,5	6,2
70	75,5	3,75	6,64	4,5	7,9
80	88,5	4,0	8,34	4,5	9,3
100	114,0	4,5	12,2	5,0	13,4
125	140,0	4,5	15,1	5,5	18,2

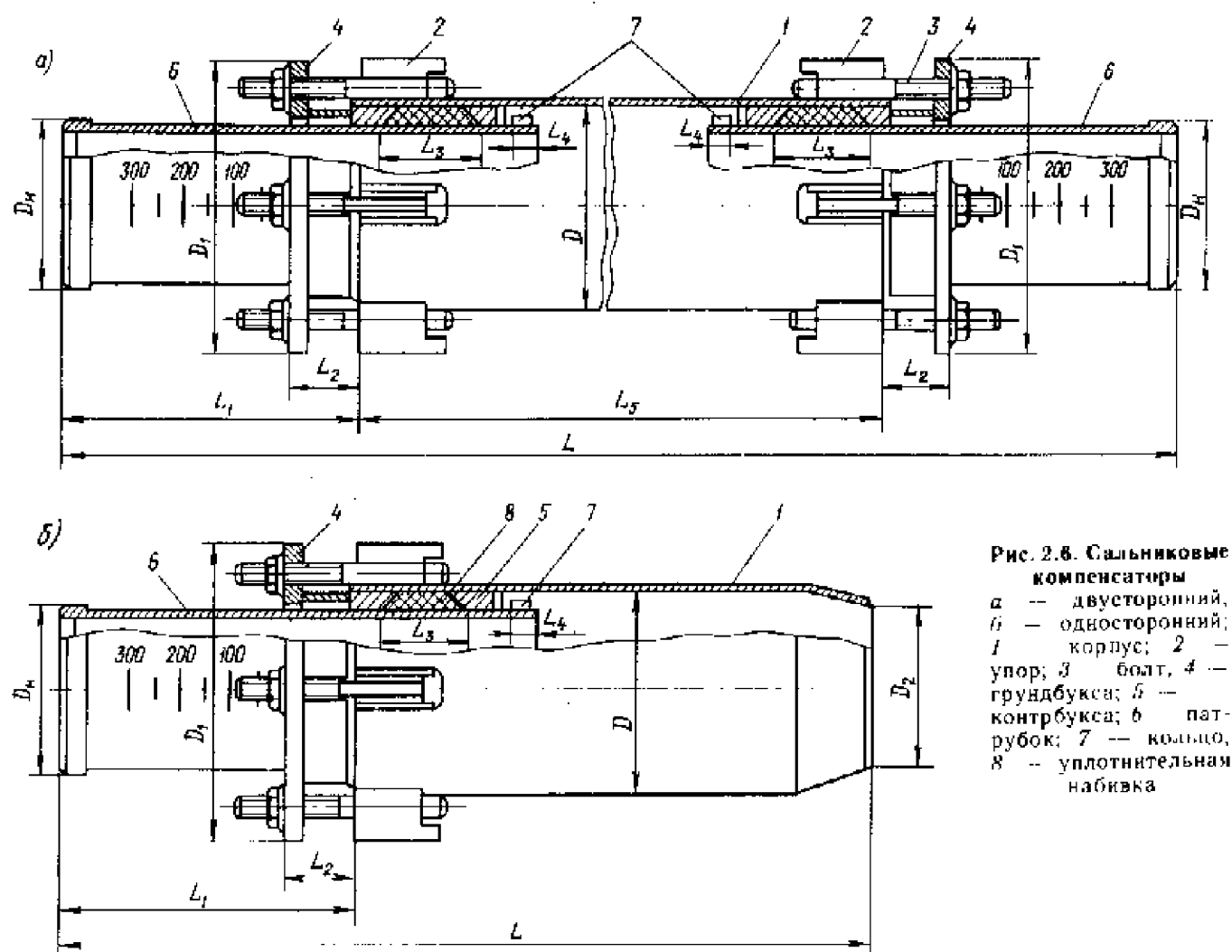


Рис. 2.6. Сальниковые компенсаторы

а — двусторонний;
 б — односторонний;
 1 — корпус; 2 — упор; 3 — болт; 4 — грядбукса; 5 — контрбукса; 6 — патрубок; 7 — кольцо; 8 — уплотнительная набивка

Сальниковые компенсаторы. Общий вид сальниковых компенсаторов приведен на рис. 2.6. В грядбуксе предусмотрены профильные отверстия (пазы) для заливки антикоррозионной смазки, которая предотвращает коррозию патрубков под грядбуксой, вызываемую кон-

денсацией влаги из окружающей среды. Уплотнительная набивка при температуре теплоносителя до 200 °С должна состоять из асбестовых или асбестоволоочных колец по ГОСТ 5152—84 марки АПШ. Для теплоносителя с температурой до 150 °С между асбестовыми кольцами уложе-

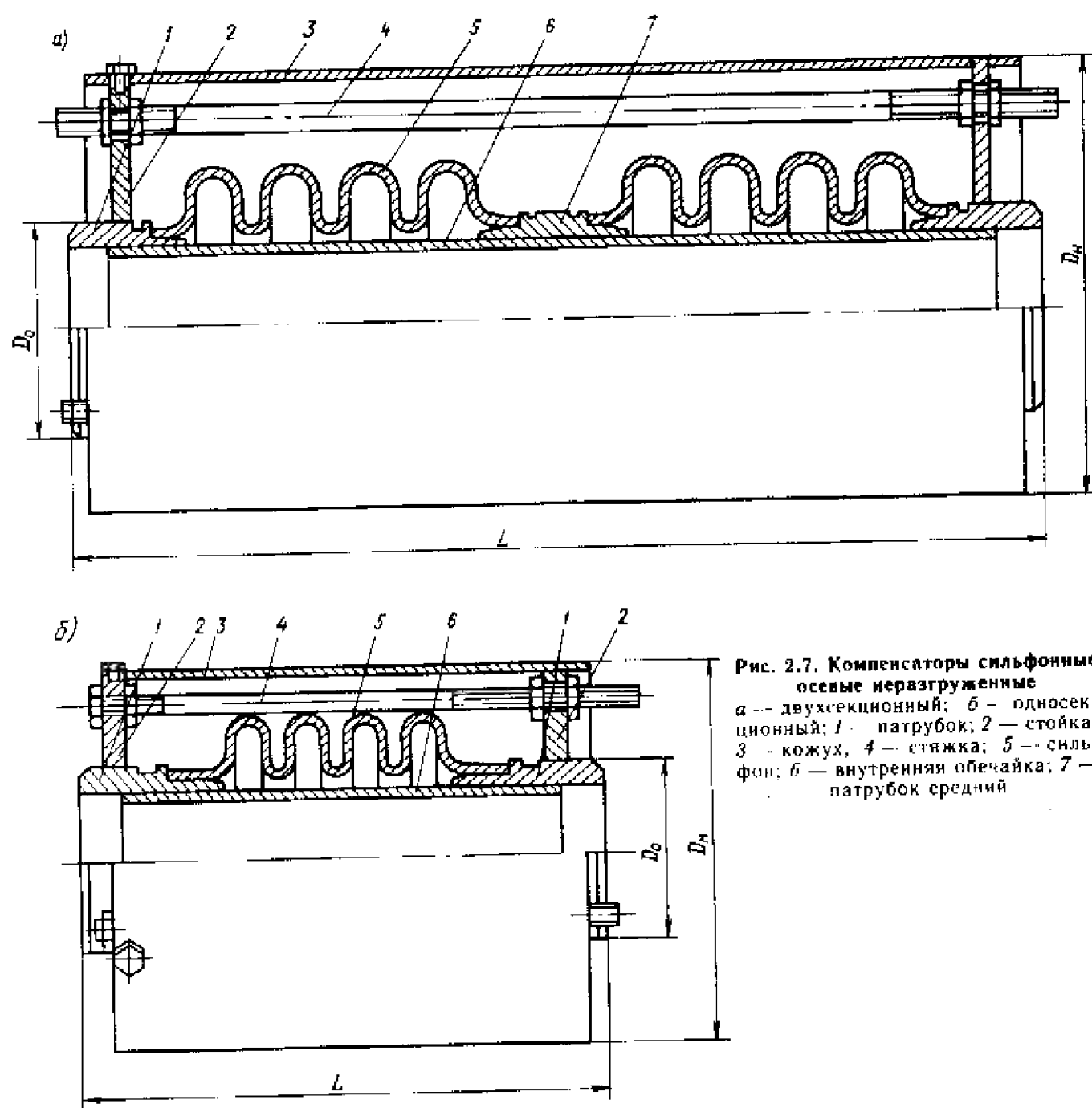


Рис. 2.7. Компенсаторы сильфонные осевые неразгруженные
 а — двухсекционный; б — односекционный; 1 — патрубок; 2 — стойка; 3 — кожух; 4 — стяжка; 5 — сильфон; 6 — внутренняя обечайка; 7 — патрубок средний

ны два кольца из теплостойкой резины типа Т со средней твердостью по ГОСТ 7338—77 с изм., так что перед ними со стороны фундаментов находятся один-два асбестовых кольца; стыки колец уложены вразбежку.

Сальниковая набивка должна иметь глубину $L_3 = 65 \div 70$ мм у компенсаторов с величиной $D_v \leq 175$ мм и $L_3 = 120$ мм и у компенсаторов с $D_v \geq 200$ мм; ширина стопорного кольца $L_4 = 15 \div 20$ мм у компенсаторов $D_v \leq 175$ мм и $L_4 = 30 \div 35$ мм при $D_v \geq 200$ мм. Техническая характеристика компенсаторов приведена в табл. 2.13.

Компенсаторы сильфонные осевые неразгруженные. В настоящее время промышленностью освоен выпуск сильфонных осевых неразгруженных компенсаторов (рис. 2.7). Незначительные размеры компенсаторов и отсутствие необходимости обслуживания позволяют устанавливать их как в камерах и колодах тепловых сетей, так и в тоннелях, тепловых пунктах, насосных и др. в районах строительства с расчетной температурой наружного воздуха не ниже -40°C . Техническая характеристика сильфонных осевых неразгруженных компенсаторов приведена в табл. 2.14.

Таблица 2.13. ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА САЛЬНИКОВЫХ КОМПЕНСАТОРОВ, мм

Диаметр условного прохода трубопровода D_n , мм	Общие размеры					Компенсаторная способность, мм	Расчетная сила трения, т	Тип компенсатора			
	D_n	D	D_1	L	L_2			односторонний		двухсторонний	
								размеры, мм		размеры, мм	
								D_2	L	L_1	L_2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Для труб с условным давлением до 25 кгс/см² (2,5 МПа)

100	108	133	190	360	65	250	1,5	98	830	1540	820
125	133	159	220	360	65	250	1,8	124	630	1540	820
150	159	194	255	370	75	250	2,6	148	805	1590	850
175	194	219	280	370	75	250	3,1	182	920	1590	850
200	212	273	345	370	120	200	6,0	206	970	1670	980
200	219	273	345	570	120	400	6,0	206	1370	2470	1330
250	273	325	395	370	120	200	7,5	257	970	1640	930
250	273	325	395	570	120	400	7,5	257	1370	2470	1330
300	325	377	450	370	120	200	9,0	308	990	1670	930
300	325	377	450	570	120	400	9,0	308	1390	2470	1330
350	377	426	500	370	120	200	10,5	355	1990	1740	1000
350	377	426	500	570	120	400	10,5	355	1390	2540	1400
400	426	480	550	480	120	300	12,0	411	1150	2140	1180
400	426	480	550	680	120	500	12,0	411	1550	2840	1480
450	480	530	600	480	120	300	13,5	465	1150	2140	1180
450	480	530	600	680	120	500	13,5	465	1550	2840	1480
500	530	578	690	490	131	300	15,0	514	1165	2260	1280
500	530	578	690	134	134	500	15,0	514	1565	3060	1680
600	630	682	790	490	134	300	18,0	610	1180	2280	1300
600	630	682	790	690	134	500	18,0	610	1580	3080	1700
700	720	774	885	490	134	300	20,5	698	1182	2280	1300
700	720	774	885	690	134	500	20,5	698	1582	3080	1700
800	820	876	990	490	134	300	23,0	796	1186	2280	1300
800	820	876	990	690	134	500	23,0	796	1586	3080	1700
900	920	978	1090	540	134	350	26,0	894	1290	—	—
900	920	978	1090	790	134	600	26,0	894	1790	—	—
1000	1020	1082	1200	540	134	350	29,0	990	1800	—	—
1000	1020	1082	1200	790	134	600	29,0	990	1800	—	—
1200	1220	1286	1400	565	154	350	35,0	1186	1865	—	—
1200	1220	1286	1400	815	154	600	35,0	1186	1865	—	—
1400	1420	1490	1610	565	154	350	40,0	1382	1375	—	—
1400	1420	1490	1610	815	154	600	40,0	1382	1875	—	—

Для труб с условным давлением до 16 кгс/см² (1,6 МПа)

500	530	576	665	485	130	300	9,5	514	1160	2240	1270
500	530	576	665	685	130	500	9,5	514	1560	3040	1670
600	630	678	770	485	130	300	11,5	614	1165	2260	1290
600	630	678	770	685	130	500	11,5	614	1565	3080	1690
700	720	770	865	485	130	300	13,0	702	1170	2260	1290
700	720	770	865	685	130	500	13,0	702	1570	3060	1690
800	820	872	965	485	130	300	15,0	800	1175	2260	1290
800	820	872	965	685	130	500	15,0	800	1575	3060	1690
900	920	972	1070	535	130	350	16,5	900	1275	—	—
900	920	972	1070	785	130	600	16,5	900	1775	—	—
1000	1020	1074	1170	535	130	350	18,5	998	1280	—	—

Продолжение табл. 2.13

Диаметр условного прохода трубопровода D_n , мм	Общие размеры					Компенсирующая способность, мм	Расчетная сила трения, т	Тип компенсатора			
	D_n	D	D_1	L_1	L_2			односторонний		двухсторонний	
								размеры, мм		размеры, мм	
								D_2	L	L	L_3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1000	1020	1074	1170	785	130	600	18,5	998	1780	—	—
1200	1220	1276	1380	560	150	350	22,0	1196	1386	—	—
1200	1220	1276	1380	810	150	600	22,0	1196	1836	—	—
1400	1420	1482	1580	560	150	350	26,0	1394	1340	—	—
1400	1420	1482	1580	810	150	600	26,0	1394	1840	—	—

* Компенсирующая способность двухстороннего компенсатора в 2 раза больше, чем у одностороннего такого же диаметра.

Таблица 2.14. ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СИЛЬФОННЫХ ОСЕВЫХ НЕРАЗГРУЖЕННЫХ КОМПЕНСАТОРОВ, мм

Диаметр условного прохода трубопровода D_n , мм	Исполнение	Размеры нагрудков D_n , мм	Габаритные размеры, мм		Компенсирующая способность, мм
			D_n	L	
50	ок	57	130	240	25 ($\pm 12,5$)
	МК			380	50 (± 25)
	ок			245	25 ($\pm 12,5$)
70	ок	76	150	400	50 (± 25)
	МК			250	25 ($\pm 12,5$)
	ок			—	—
80	ок	89	180	410	50 (± 25)
	МК			290	50 (± 25)
	ок			—	—
100	ок	108	200	490	100 (± 50)
	МК			295	50 (± 25)
	ок			—	—
125	ок	133	240	500	100 (± 50)
	МК			285	50 (± 25)
	ок			—	—
150	ок	159	270	475	100 (± 50)
	МК			310	50 (± 25)
	ок			—	—
200	ок	219	340	530	100 (± 50)
	МК			—	—

Примечание: ок — односекционный; МК — двухсекционный.

2.3. ВОДО-ВОДЯНЫЕ ПОДОГРЕВАТЕЛИ

Водо-водяные подогреватели для систем отопления и горячего водоснабжения выпускают по техническим условиям ТУ 400-28-429-82Е и ТУ 78 УССР-125-78, вместо ранее выпускавшихся водо-водяных подогревателей по отраслевому стандарту ОСТ 34-588-68 (рис. 2.8). Подогреватели выпускают с длиной трубок 2000 и 4000 мм. Диаметр трубок 16×1 мм; ма-

териал — латунь (ГОСТ 494-76 с изм.). Подогреватели по техническим условиям ТУ 400-28-429-82Е выпускают на рабочее давление греющей и нагреваемой воды до 10 кгс/см² (1 МПа) при предельной температуре теплоносителя 150 °С. Подогреватели, выпускаемые по техническим условиям ТУ 78 УССР-125-78, вы-полняют на рабочее давление до 10 кгс/см² (1 МПа) при предельной температуре теплоносителя 200 °С.

При применении этих водоподогревателей следует предусматривать пропуск подогреваемой воды по трубкам и греющей воды (теплоносителя) по межтрубному пространству. При этом величины линейного удлинения корпуса и трубок выравниваются. Основные размеры и теплотехнические характеристики водоводяных подогревателей приведены в табл. 2.15.

Расчет скоростных водоводяных подогревателей. Тепловой расчет. Площадь поверхности нагрева скоростных водоподогревателей (F , м^2) определяют по формуле:

$$F = Q / k\theta,$$

где Q — расчетный расход теплоты, ккал/ч; F — площадь поверхности нагрева водоподогревателя, м^2 ; k — коэффициент теплопередачи, ккал/($\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C}$); θ — среднелогарифмическая разность температур между греющей и нагреваемой средой, $^\circ\text{C}$.

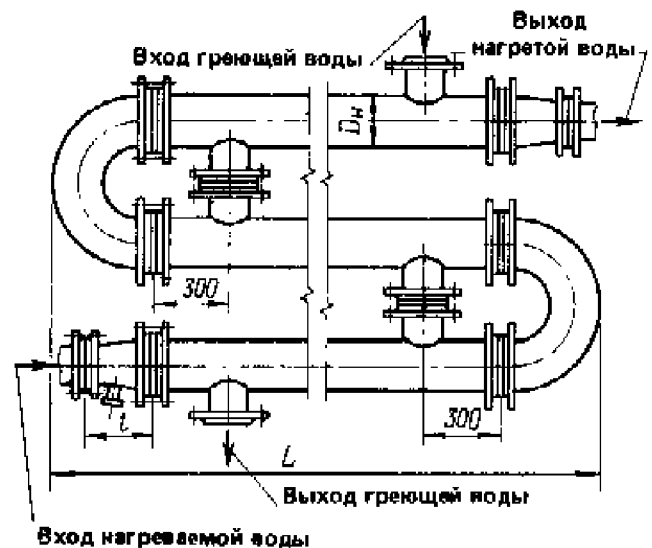


Рис. 2.8. Водно-водяные подогреватели (ОСТ 34—588—86, ТУ 400-28-429—82 Е, ТУ 78 УССР 125—78)

Таблица 2.15. ОСНОВНЫЕ РАЗМЕРЫ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВОДО-ВОДЯНЫХ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ

Обозначение	$D_{\text{н}}$, мм	$D_{\text{вн}}$, мм	L , мм	l , мм	Число трубок z	Площадь поверхности нагрева F , м^2	Площадь живого сечения, м^2	
							трубок f_t	межтрубного пространства $f_{\text{м}}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
01 ОСТ 34-588-68 1-57×2000-Р ¹ ПВ-2-01 ¹	57	50	2220	70	4	0,37	0,00062	0,00116
			2268	200				
			2220	70				
02 ОСТ 34-588-68 2-57×4000-Р ² ПВ-2-02	57	50	4220	70	4	0,75	0,00062	0,00116
			4268	200				
			4220	70				
03 ОСТ 34-588-68 3-76×2000-Р ³ ПВ-2-03	76	69	2300	80	7	9,65	0,00108	0,00233
			2296	200				
			2300	80				
04 ОСТ 34-588-68 4-76×4000-Р ⁴ ПВ-2-04	76	69	4300	80	7	1,31	0,00108	0,00233
			4296	200				
			4300	80				
05 ОСТ 34-588-68 5-89×2000-Р ⁵ ПВ-2-05	89	82	2340	85	12	1,11	0,00185	0,00287
			2410	200				
			2340	85				
06 ОСТ 34-588-68 6-89×4000-Р ⁶ ПВ-2-06	89	82	4340	85	12	2,24	0,00185	0,00287
			4410	200				
			4340	85				
07 ОСТ 34-588-68 7-114×2000×П ⁷ ПВ-2-07	114	106	2424	90	19	1,76	0,0029	0,005
			2420	200				
			2424	90				

Продолжение табл. 2.15

Обозначение	$D_{\text{вн}}, \text{мм}$	$D_{\text{вн}}, \text{мм}$	$l, \text{мм}$	$l, \text{мм}$	Число тру- бок z	Площадь поверхности нагрева $F, \text{м}^2$	Площадь живого сечения, м^2	
							трубок $f_{\text{тр}}$	межтрубного пространства $f_{\text{м}}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
08ОСТ 34-588-68 8-114×4000×P ПВ-2-08	114	106	4424 4424	90 200	19	3,54	0,00293	0,005
09ОСТ 34-488--68 9-168×2000-P ПВ-2-09	168	158	2620 2718 2620	142 200 242	37	3,4	0,0057	0,0122
10ОСТ 34-588-68 10-168×4000-P ПВ-2-10	168	158	4620 4718 4620	142 200 142	37	6,9	0,0057	0,0122
11ОСТ 34-588-68 11-219×2000-P ПВ-2-11	219	207	2832 2930 2832	154 200 154	64	5,89	0,00985	0,02079
12ОСТ 32-588--68 12-219×4000-P ПВ-2-12	219	207	4832 4930 4832	154 200 154	64	12	0,00985	0,02079
13ОСТ 34-588-68 13-273×2000-P ПВ-2-13	273	259	3032 3032 3032	178 200 178	109	10	0,01679	0,03077
14ОСТ 34-588-68 14-273×4000-P ПВ-2-14	273	259	5032 5032 5032	178 200 178	109	20,3	0,01679	0,03077
15ОСТ 34-588-68 15-325×2000-P ПВ-2-15	325	309	3232 3220 3232	200 200 200	151	13,8	0,02325	0,04464
16ОСТ 34-588--68 16-325×4000-P ПВ-2-16	325	309	5232 5220 5232	200 200 200	151	28	0,02325	0,04464

* Данные подогревателей по отраслевому стандарту ОСТ 34-588--68

** Данные подогревателей по техническим условиям ТУ 400 28 429-82Е

*** Данные подогревателей по техническим условиям ТУ 78 УССР 125--78

Коэффициент теплопередачи подогревателя k находят по формуле

$$k = \mu \frac{\alpha_1 \alpha_2}{\alpha_1 + \alpha_2},$$

где μ — коэффициент, учитывающий накипь и загрязнение трубок (табл. 2.16); α_1 и α_2 — коэффициенты теплоотдачи от греющей среды к стенкам трубок и от стенок к нагреваемой воде, $\text{ккал}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C})$

Коэффициент теплоотдачи от греющей воды к стенкам трубок α_1 , $\text{ккал}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C})$, равен:

$$\alpha_1 = (1400 + 18t_{\text{гр.ср}} - 0,035t_{\text{гр.ср}}^2) \frac{w^{0,8}}{d^{0,8}}, \quad (2.1)$$

где $t_{\text{гр.ср}}$ — средняя температура греющей воды, $^\circ\text{C}$; w — скорость воды в трубках $w_{\text{тр}}$ или в межтрубном пространстве $w_{\text{мт}}$, м/с ; d — внутренний диаметр трубок ($d_{\text{вн}}$) или эквивалентный диаметр межтрубного пространства ($d_{\text{экв}}$), м .

Таблица 2.16. ПОПРАВОЧНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ μ НА ЗАГРЯЗНЕНИЕ И НЕПОЛНОЕ СМЫВАНИЕ ПОВЕРХНОСТИ ТЕПЛООБМЕНА

Характеристики поверхности теплообмена и условия ее работы	μ
Нормальные чистые (новые) латунные трубки	1
Латунные трубки, работающие в условиях прямоточного водоснабжения на чистой воде	0,85
Латунные трубки, работающие в условиях обратного водоснабжения или на химически очищенной воде	0,8
Латунные трубки при грязной воде и возможном образовании минеральных и органических отложений	0,75
Стальные нормальные трубки, покрытые тонким слоем окислов или накипи	0,7

Среднюю температуру греющей воды $t_{гр.ср}$ определяют по формуле:

$$t_{гр.ср} = (t_{гр.в} + t_{гр.к}) / 2,$$

где $t_{гр.в}$ и $t_{гр.к}$ — температура греющей воды на входе и выходе из водоподогревателя, °С.

Скорость воды w при ее плотности $\gamma = 1000 \text{ кг/м}^3$ в межтрубном пространстве равна:

$$w_{нт} = G_{нт} / 3600 f_{нт},$$

в трубках

$$w_{тр} = G_{тр} / 3600 f_{тр},$$

где $G_{нт}$ и $G_{тр}$ — соответственно расход воды в межтрубном пространстве и по трубкам, т/ч; $f_{нт}$ и $f_{тр}$ — соответственно площадь живого сечения межтрубного пространства и площадь живого сечения трубок, м².

Эквивалентный диаметр межтрубного пространства находят по формуле

$$d_{экв} = (D_{и}^2 - z d_{т}^2) / (D_{и} + z d_{т}),$$

где $D_{и}$ — внутренний диаметр корпуса подогревателя, м; $d_{т}$ — наружный диаметр трубок подогревателя, м; z — число трубок в живом сечении подогревателя.

Коэффициент теплоотдачи от стенок к нагреваемой воде, в ккал/(м²·ч·°С), определяют по формуле

$$\alpha_2 = (1400 + 18 t_{нагр.ср} - 0,035 t_{нагр.ср}^2) \frac{w^{0,8}}{d^{0,2}}, \quad (2.2)$$

где $t_{нагр.ср}$ — средняя температура нагреваемой воды, °С.

$$t_{нагр.ср} = (t_{нагр.в} + t_{нагр.к}) / 2,$$

где $t_{нагр.в}$ и $t_{нагр.к}$ — соответственно температуры нагреваемой воды на выходе и входе в водоподогреватель, °С.

Если греющая вода проходит по трубкам, то в формуле (2.1) применяем величину $d_{и}$, а в формуле (2.2) — $d_{экв}$; если греющая вода проходит по межтрубному пространству, то в формуле (2.1) используют величину $d_{экв}$, а в формуле (2.2) — $d_{и}$.

Для облегчения подсчетов значений коэффициентов теплоотдачи на рис. 2.9 представлено номограмма для определения вспомогательных величин $w^{0,8}$ и $d^{0,2}$, а в табл. 2.17 приведе

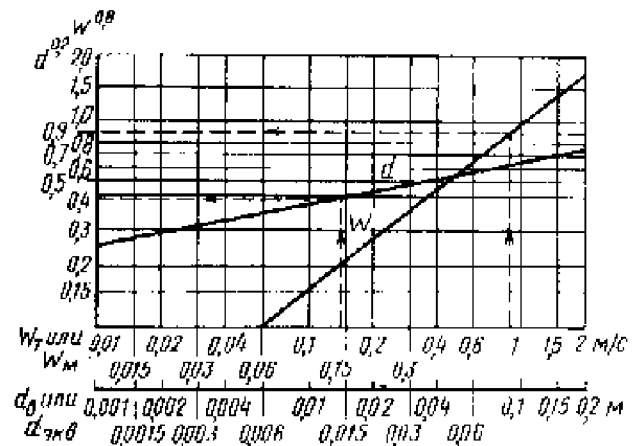


Рис. 2.9. Номограмма для определения вспомогательных величин при вычислении коэффициента теплопередачи скоростных водоподогревателей

Таблица 2.17 ВСПОМОГАТЕЛЬНАЯ ВЕЛИЧИНА

l	Φ	l	Φ	l	Φ
10	1576	58	2346	106	2915
12	1611	60	2354	108	2936
14	1645	62	2382	110	2956
16	1678	64	2409	112	2977
18	1715	66	2436	114	2997
20	1746	68	2462	116	3017
22	1779	70	2488	118	3037
24	1812	72	2515	120	3056
26	1844	74	2540	122	3075
28	1878	76	2566	124	3094
30	1908	78	2592	126	3112
32	1958	80	2616	128	3131
34	1971	82	2641	130	3148
36	2003	84	2665	132	3166
38	2034	86	2703	143	3184
40	2066	88	2713	136	3201
42	2094	90	2736	138	3217
44	2124	92	2760	140	3234
46	2152	94	2783	142	3254
48	2184	96	2805	144	3276
50	2212	98	2835	146	3282
52	2241	100	2850	148	3297
54	2277	102	2872	150	3317
56	2306	104	2893		

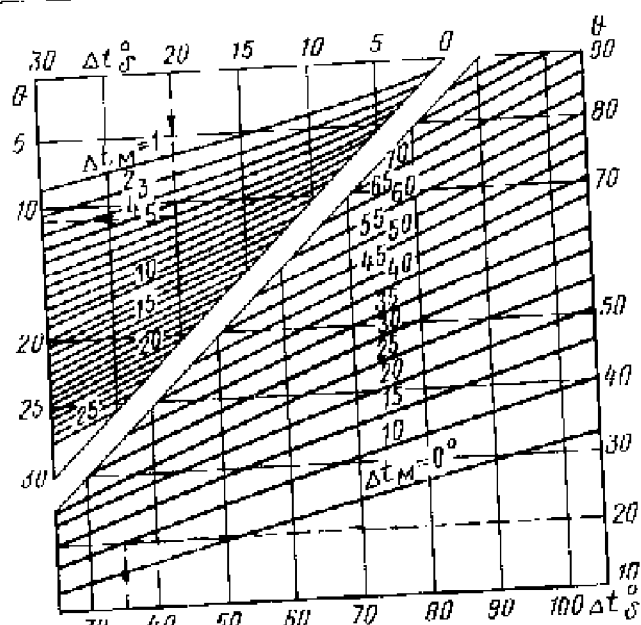


Рис. 2.10. Номограмма для определения среднелогарифмической разности температур в скоростных водоподогревателях.

Пример. 1) Дано: $\Delta t_{\delta} = 35^{\circ}\text{C}$; $\Delta t_m = 10^{\circ}\text{C}$.
Находим $\Theta = 20^{\circ}\text{C}$. 2) Дано: $\Delta t_{\delta} = 20^{\circ}\text{C}$;
 $\Delta t_m = 5^{\circ}\text{C}$. Находим: $\Theta = 10,8^{\circ}\text{C}$.

ны данные для определения величины $\Phi = 1400 + 18t - 0,035t^2$.

Среднелогарифмическую разность температур между нагреваемой и греющей водой в водоподогревателе определяют по формуле

$$\Theta = \frac{(t_{1гр} - t_{1нар}) - (t_{2гр} - t_{2нар})}{2,31g \frac{t_{1гр} - t_{1нар}}{t_{2гр} - t_{2нар}}}$$

Значение Θ находят по номограмме (рис. 2.10).

При $t_{1гр} - t_{1нар} \geq t_{2гр} - t_{2нар}$ принимают $t_{1гр} - t_{1нар} = \Delta t_{\delta}$ и $t_{2гр} - t_{2нар} = \Delta t_m$; при $t_{1гр} - t_{1нар} < t_{2гр} - t_{2нар}$ принимают $t_{2гр} - t_{2нар} = \Delta t_{\delta}$ и $t_{1гр} - t_{1нар} = \Delta t_m$.

Число секций подогревателя определяют по формуле

$$n = F / F_{\text{с}}$$

где F — площадь поверхности нагрева подогревателя, м^2 ; $F_{\text{с}}$ — площадь поверхности нагрева одной секции установленного или выбранного к установке подогревателя, м^2 .

Гидравлический расчет подогревателей сводится к определению потерь напора (м) греющей и нагреваемой воды. Потери напора в подогревателе, состоящие из потерь на трение и потерь в местных сопротивлениях, определяют по формуле:

$$\Delta h = \frac{\lambda l}{d} n \frac{\omega^2}{2g} + \sum \xi \frac{\omega^2}{2g}, \quad (2.3)$$

Таблица 2.18. КОЭФФИЦИЕНТЫ МЕСТНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ В ТЕПЛОБМЕННЫХ АППАРАТАХ ξ

Тип местного сопротивления	ξ
Вход в камеру и выход из камеры под углом 90° к трубкам	1,5
Вход из камер в трубки и выход из трубок в камеры в многоходовых теплообменниках	1
Поворот на 180° в камерах или в секциях	2,5
Вход в межтрубное пространство перпендикулярно трубкам в многоходовых теплообменниках	1,5
Выход из межтрубного пространства под углом 90° к трубкам в многоходовых теплообменниках	1
Вход в трубки секционных подогревателей по направлению движения потока в камерах	0,31—0,34
Выход из трубок в камеры секционных подогревателей без изменения направления потока	0,53—0,56
Поворот на 180° у кромки продольной перегородки в межтрубном пространстве многоходовых подогревателей	1,5
Огибание перегородок поддерживающих трубки	0,5 1
Поворот на 180° в сварном канале, состоящем из двух сварных колен при их диаметре 78—254 мм	1,1
Поворот на 180° при переходе потока из одной секции в другую в многокорпусных теплообменниках	2

где λ — коэффициент трения; l — длина одного хода, м; d — внутренний или эквивалентный диаметр, м; g — ускорение свободного падения, м/с^2 ; $\sum \xi$ — сумма коэффициентов местных сопротивлений подогревателя (значения коэффициентов приведены в табл. 2.18); ω — скорость воды в трубках при межтрубном пространстве, м/с ; n — число секций.

Формулу (2.3) можно представить в виде:

$$\Delta h = A \omega^2.$$

Значения A приведены в табл. 2.19.

Расчет скоростных пароводяных подогревателей. Тепловой расчет. При тепловом расчете пароводяных подогревателей используют те же формулы, что и при расчете водоводяных подогревателей, за исключением формулы, определяющей коэффициент теплоотдачи α_1 . Коэффициент теплоотдачи α_1 , $\text{ккал}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^{\circ}\text{C})$, от пара к стенкам трубок для горизонтальных и вертикальных подогревателей находят соответственно по формулам:

$$\alpha_1 = \frac{0,77(5500 + 65t_{\text{ср.к}} - 0,2t_{\text{ср.к}}^2)}{\sqrt{(t_{\text{п}} - t_{\text{с}}) m d_n}};$$

$$\alpha_1 = \frac{5500 + 65t_{\text{ср.к}} - 0,2t_{\text{ср.к}}^2}{\sqrt{(t_{\text{п}} - t_{\text{с}}) h}};$$

Таблица 2.19. ФОРМУЛЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА λ ПРИ РАСЧЕТЕ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ РАЗНЫХ ТИПОВ

Подогреватели		Число ходов или секций	Формула для определения λ
Пароводяные	горизонтальные	Двухходовые Четырехходовые	$0,262t + 0,28$ $0,524t + 0,536$
	вертикальные	Двухходовые Четырехходовые	$0,24t + 0,28$ $0,48t + 0,536$
Водо-водяные горизонтальные	вода в трубках	Для одной секции Для двух секций	$0,131t + 0,153$ $0,262t + 0,239$
	вода в межтрубном пространстве	Для одной секции Для двух секций	$0,131t + 0,204$ $0,262t + 0,408$

Примечание. При числе секций более двух величину λ определяют суммированием указанных значений.

где t_n — температура насыщения пара, °С; $t_{ст}$ — средняя температура стенки трубок подогревателя, °С; $t_{пл}$ — средняя температура слоя конденсата на поверхности трубок, °С; m — приведенное число трубок в вертикальном ряду; h — расчетная высота трубок подогревателя, м.

Средняя температура стенки трубок подогревателя равна:

$$t_{ст} = (t_n + t_{пл пр}) / 2.$$

Средняя температура слоя конденсата на поверхности трубок

$$t_{пл} = (t_n + t_{пл пр}) / 2.$$

Средняя логарифмическая разность температур

$$\theta = \frac{t_{пл пр} - t_{пл пр}}{2,3 \lg \left(\frac{t_n - t_{пл пр}}{t_{ст} - t_{пл пр}} \right)}.$$

Для нахождения значения θ пользуемся номограммой (см. рис. 2.10).

Гидравлический расчет. Величину потерь напора нагреваемой воды в пароводяном подогревателе определяют по тем же формулам, что и для водо-водяного подогревателя.

2.4. НАСОСЫ

В системах теплоснабжения в качестве сетевых циркуляционных, подкачивающих, смешительных и подпиточных насосов могут использоваться центробежные насосы следующих типов:

1) СЭ — горизонтальные спирального типа с рабочими колесами двойного входа одноступенчатые (кроме СЭ 800—100 и СЭ 1250—

140). Насосы типа СЭ используют в качестве сетевых в крупных системах теплоснабжения и устанавливают на подающих трубопроводах тепловых сетей для перекачивания перегретой воды с температурой до 120 или 180 °С, с рабочим давлением на входе насосов (4, 6, 10, 16 или 25 кг/см²) (0,4; 0,6; 1; 1,6 или 2,5 МПа) в зависимости от марки. Технические характеристики насосов приведены в табл. 2.20;

2) СД — горизонтальные одноступенчатые с рабочим колесом двухстороннего всасывания. Предназначены для воды с температурой до 180 °С при подпоре 60...100 м;

3) НДн, НДс и НДв — горизонтальные одноступенчатые с полуспиральным подводом жидкости к двухстороннему рабочему колесу низкого, среднего и высокого давлений соответственно. Предназначены для воды и других чистых жидкостей с температурой до 100 °С и максимальной величиной подпора 10 м;

4) Д — горизонтальные одноступенчатые с полуспиральным подводом жидкости к двухстороннему рабочему колесу. Предназначены для воды и других чистых жидкостей с температурой не более 85 °С и максимальной величиной подпора 20 м (у насосов Д2000 — 21 и Д1250—11 30 м);

5) К и КМ — горизонтальные консольные одноступенчатые с осевым подводом воды, предназначены для перекачивания воды и других невязких и не обладающих химической активностью жидкостей с температурой до 85 °С и максимальной величиной подпора до 20 м. (Китайский насосный завод по специальному заказу изготавливает насосы для перекачивания жидкостей с температурой до 105 °С).

Таблица 2.20. ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НАСОСОВ С5

Показатель	С5500 70	С5800 55	С5800 100	С51250 45	С51250 70	С51250 140	С52500 60	С52500 180	С55000 70	С55000 100
Расход воды, м ³ /ч	500	800	800	1250	1250	1250	2500	2500	5000	5000
Напор, м	70	55	100	45	70	140	60	180	70	160
Допускаемый кавитационный запас, м, не менее	10	5,5	5,5	7,5	7,5	7,5	12	28	15	40
Рабочее давление на входе кгс/см ² (МПа), не более	16 (1,57)	11 (1,08)	16 (1,57)	11 (1,08)	11 (1,08)	11 (1,08)	11,5 (1,13)	10 (0,98)	6 (0,59)	10 (0,98)
Температура перекачиваемой воды, °С, не более	180	180	180	180	180	180	180	120	120	120
КПД, %, не менее	82	81	80	82	82	82	86	84	87	87
Мощность (при $t = 20$ °С, $\gamma = 1000$ кг/м ³), кВт	120	150	275	185	295	580	475	1460	1095	2505
Расход воды на охлаждение уплотнений и подшипников ($P \leq 3,5$ кгс/см ² , $t = 33$ °С), м ³ /ч	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Электродвигатели: тип	A03	A3	A3	A03	A3	A12—52—4	A312	2A3M	ДЛД	2A3M
мощность, кВт	315S—2	315S—2	400Z—4	400S—4	400S—4	630	41—4	1600	116/49—4	2500
напряжение, В	1630	160	315	200	315	630	500	1600	1250	2500
частота вращения (синхронного), мин ⁻¹	380 (660)	380 (660)	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
	3000	1500	1500	1500	1500	1500	1500	3000	1500	3000

Таблица 2.21. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НАСОСОВ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ ТИПОВ К и КМ

Марка насоса		Электродвигатель			Обозначение насосов КМ и тип электро-двигателя
новое обозначение	старое обозначение	тип	мощность N, кВт	частота вращения л. мин	
К 8/18	1,5К-6	BA0-21—2	1,5	2860	КМ 8/18 4A 80A2
	1,5К 8/18	4A80 A2Y3	1,5	2850	
		4A80A2	1,5	2850	
К 20/18	2К 9	BA0-21—2	1,5	2860	КМ 20/18 1A90L2
	2К-20/18	4A 80B2 Y3	2,2	2850	
		TM-41—2	2,8	2900	
К 20/30	2К-6	BA0-32-2	4	2900	КМ 20/30 2A100S2
	2К-20/30	A02-32 2	4	2880	
		4A100 2 Y3	4	2880	
К 45/30	3К-9	BA0-42—2	7,5	2900	КМ 45/30 4A112 M2
	3К-45/30	A02-42-2	7,5	2910	
		4A112 M2Y3	7,5	2900	
К 45/55		4A112 M2	7,5	2900	КМ 45/55 4A 160S2
		A02-52-2	13	2900	
	3К-3	A160S2	15	2940	
К 90/20	4К-18	A02-71-2	22	2900	КМ 90/20 4A112 M2
	4К-90/20	BA0-42-2	7,5	2900	
		A02-42-2	7,5	2910	
К 90/35		4A112 M2 Y3	7,5	2900	КМ 90/35 4A160S2
	4К-12	A02 52 2	13	2900	
		A02-71-2	22	2900	
К 90/55		4A 160S2	15	2940	КМ 90/55 4A180S2
	4К-2	4A 180S2	22	2945	
		A02-71-2	22	2900	
К 90/85		A02-72 2	30	2900	—
	4К-6	4A200L2	45	2945	
		A2-81-2	55	2900	
К 160/20		A02-82-2	55	2900	КМ 160/20 4A160S4
	6К-12	4A160S4	15	1465	
		A02-71-4	22	1455	
К 160/30		A2-72-4	30	1455	—
	6К-8	A02-72-4	30	1455	
		4A 180 M4	30	1470	
К 290/18		A2-71-4	22	1455	—
	8К-18	A02-71-4	22	1455	
		A02-72-4	30	1455	
К 290/30		4A 180S4	22	1470	—
		4A 200 M4	37	1475	
	8К-12	A2-81-4	40	1460	
		A02-81-4	40	1460	

Насосы типа КМ отличаются от насосов типа К по виду соединения электродвигателя с рабочим колесом. Насосный агрегат типа К состоит из насоса и электродвигателя, смонтированных на общей фундаментной плите; привод насоса от электродвигателя осуществляется через упругую муфту. Моноблочный насосный агрегат (КМ) состоит из центробежного консольного насоса, крепящегося на

фланцевом щите электродвигателя с удлиненным концом вала, на который непосредственно насаживается рабочее колесо насоса. Гидравлические характеристики насосов типа К и КМ одинаковы. Согласно ГОСТ 22247—76, с изм. Е введено новое обозначение насосов типов К и КМ. В табл. 2.21 приведено соответствие нового обозначения старому;

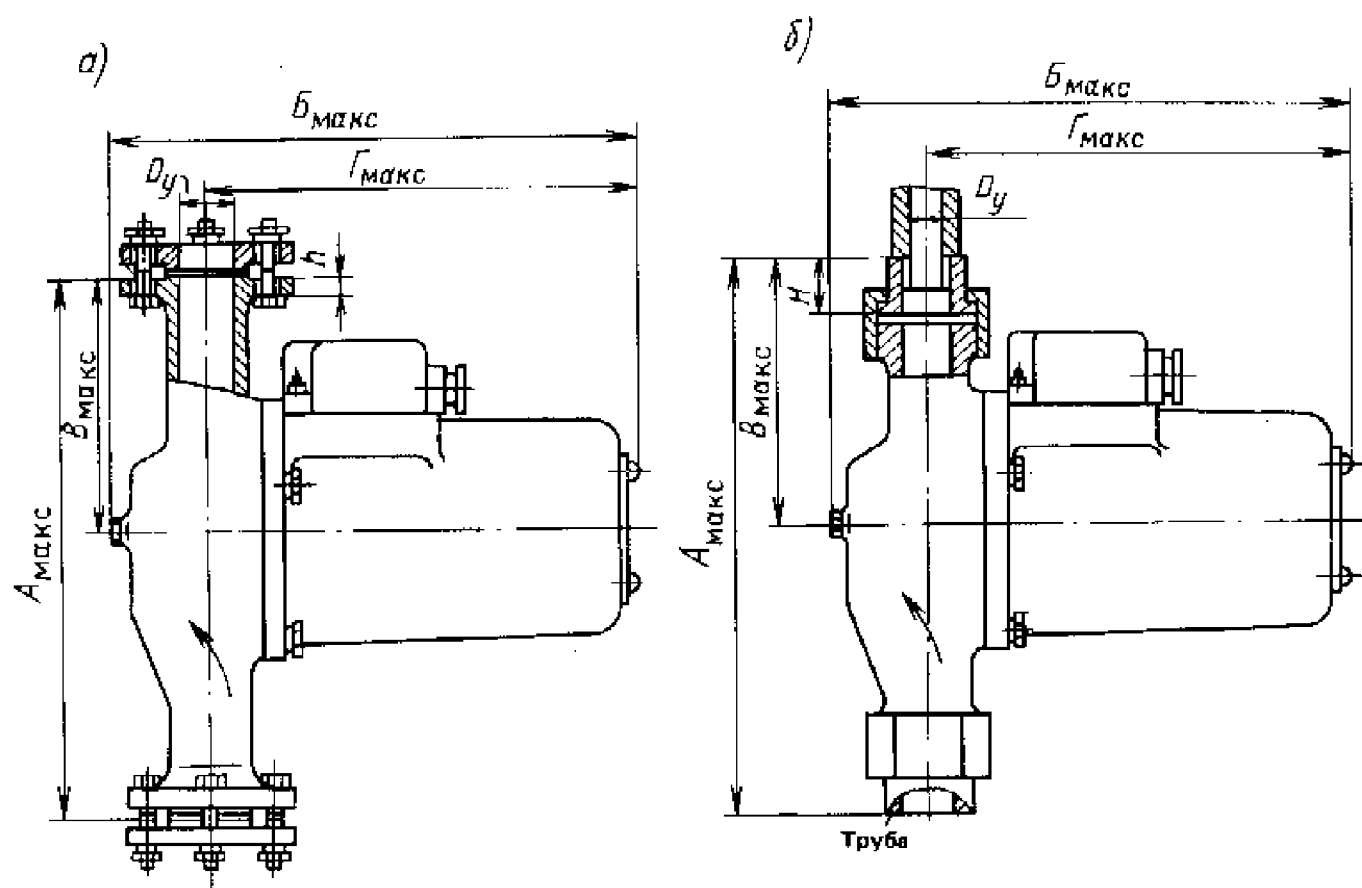


Рис. 2.11. Электронасосы типа ЦВЦ

- а ЦВЦ 16-6,7 и ЦВЦ 25-9,2
 б ЦВЦ 2,5-2; ЦВЦ 4-2,8; ЦВЦ 6,3-3,5 и ЦВЦ 10-4,7

6) ЦНШ горизонтальные одноступенчатые консольные с рабочим колесом одностороннего всасывания, предназначены для перекачивания чистой воды с температурой до 80 °С и максимальной величиной подпора до 15 м;

7) ЦВЦ малосабаритные моноблочные со встроенным асинхронным электродвигателем короткозамкнутого типа (рис. 2.11). На валу электродвигателя установлено рабочее колесо бессальниковой насоса. Бессальниковая конструкция позволяет обеспечить эксплуатацию насосов без постоянного наблюдения. Смазка и охлаждение подшипников осуществляются пере-

качиваемой водой. Насосы устанавливаются непосредственно на трубопроводах, что упрощает их монтаж и эксплуатацию и позволяет обходиться без специальных фундаментов. Соединяют насосы с трубопроводами с помощью винтовых или фланцевых соединений (в зависимости от типоразмера насоса). Уровень шума работающих насосов не превышает 40-55 дБ (в зависимости от типоразмера насоса). Предназначены насосы для перекачивания воды с температурой до 100 °С в системах центрального отопления и горячего водоснабжения. Основные размеры насосов ЦВЦ приведены в табл. 2.22; рабочие характеристики насосов, применяемых в системах теплоснабжения, показаны на рис. 2.12-2.78.

Таблица 2.22. ОСНОВНЫЕ РАЗМЕРЫ ЭЛЕКТРОНАСОСОВ ТИПА ЦВЦ

Марка насоса	Размеры, мм					Масса, кг
	D_y	$A_{макс}$	$B_{макс}$	$B_{чист}$	$\Gamma_{макс}$	
ЦВЦ 2,5-2	25	281	136	252	203	8
ЦВЦ 4-2,8	32	305	153	285	232	10
ЦВЦ 6,3-3,5	40	360	173	287	231	12
ЦВЦ 10-4,7	40	360	173	301	238	34
ЦВЦ 16-6,7	50	402	196	379	290	38
ЦВЦ 25-9,2	70	457	226	395	322	43

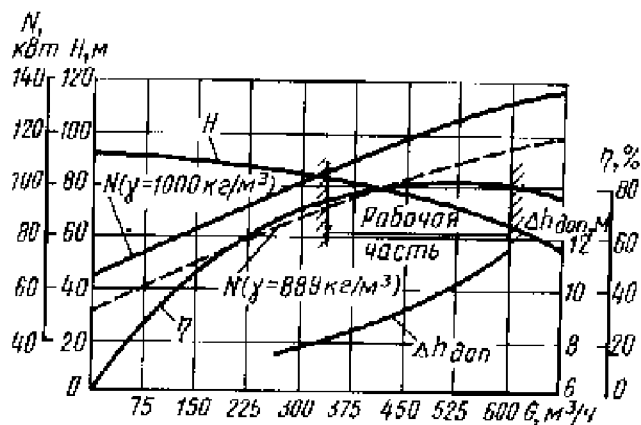


Рис. 2.12. Характеристика насоса СЭ500—70, наружный диаметр рабочего колеса ($D_k = 250$ мм)

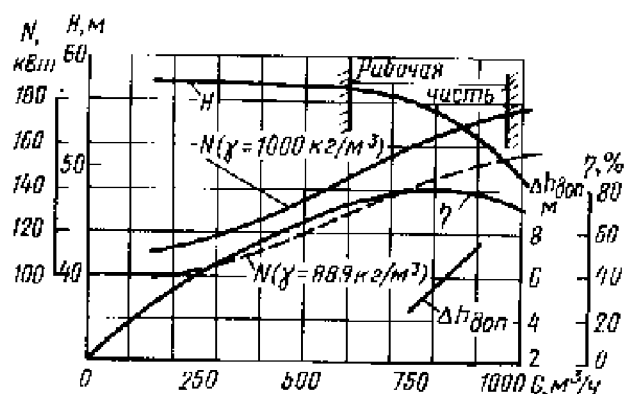


Рис. 2.13. Характеристика насоса СЭ800—55 ($D_k = 428$ мм)

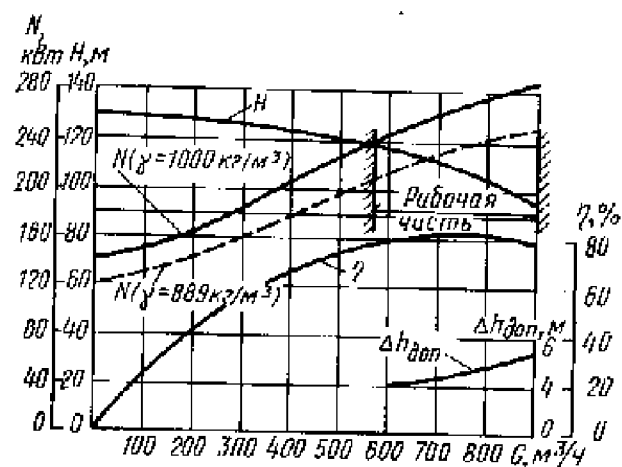


Рис. 2.14. Характеристика насоса СЭ800—100 ($D_k = 415$ мм)

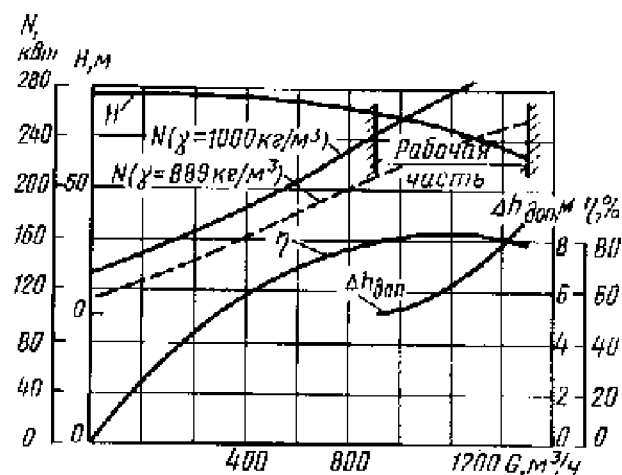
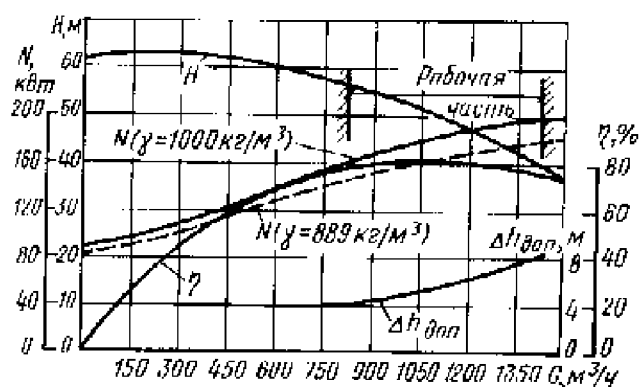


Рис. 2.16. Характеристика насоса СЭ1250—75 ($D_k = 490$ мм)

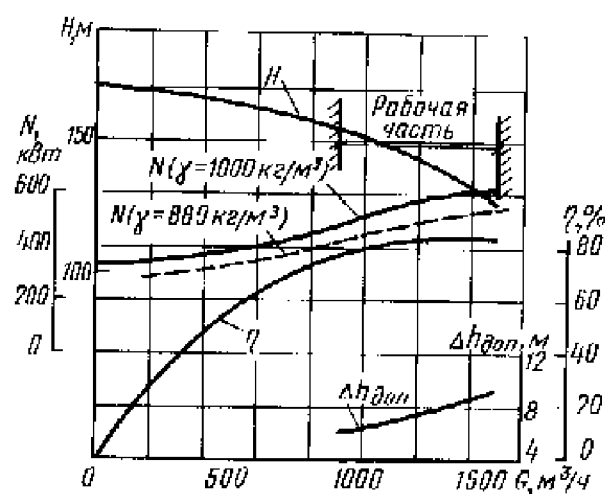


Рис. 2.17. Характеристика насоса СЭ1250—140 ($D_k = 475$ мм)

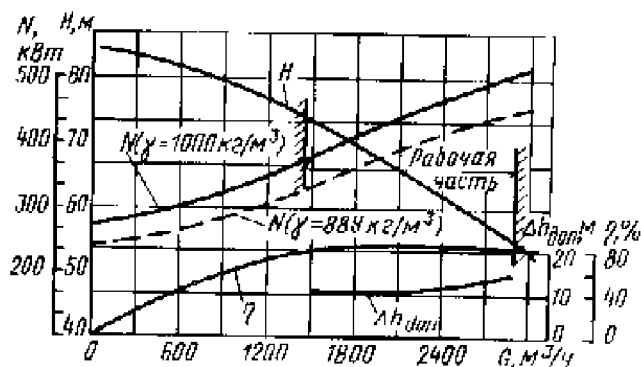


Рис. 2.18. Характеристика насоса СЭ2500—60 ($D_k = 467$ мм)

Рис. 2.15. Характеристика насоса СЭ1250—45 ($D_k = 415$ мм)

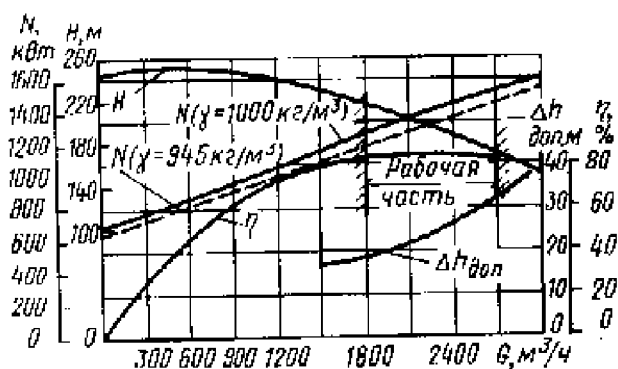


Рис. 2.19. Характеристика насоса СЭ2500—180
($D_k = 415$ мм)

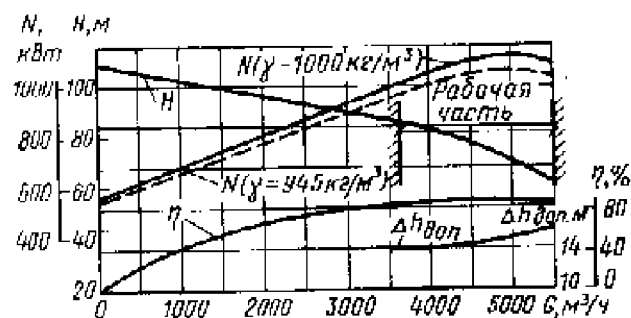


Рис. 2.20. Характеристика насоса СЭ5000—70
($D_k = 550$ мм)

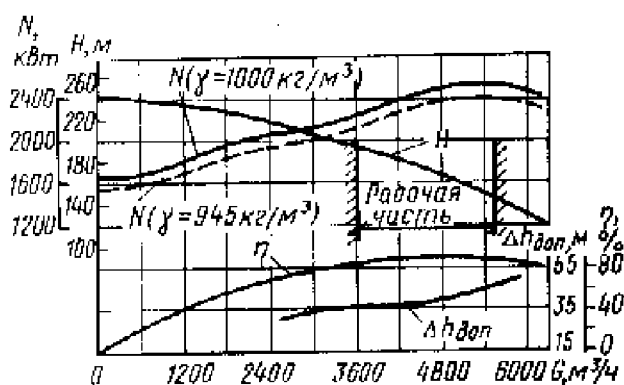


Рис. 2.21. Характеристика насоса СЭ5000—160
($D_k = 415$ мм)

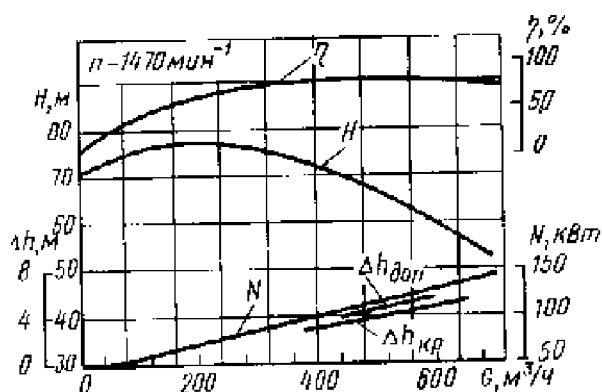


Рис. 2.22. Характеристика насоса 10СД—6
($D_k = 415$ мм)

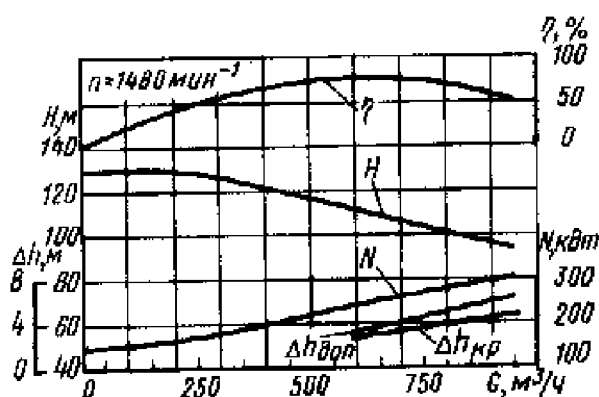


Рис. 2.23. Характеристика насоса 12СД—6
($D_k = 415$ мм)

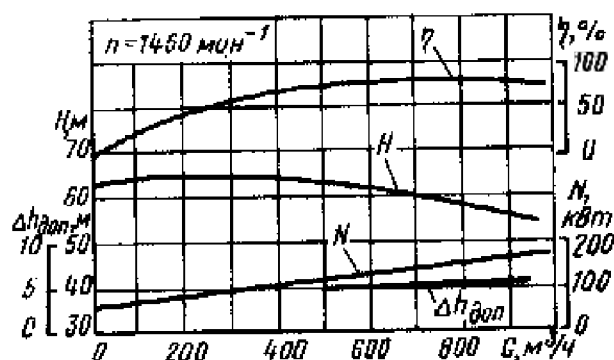


Рис. 2.24. Характеристика насоса 12СД—9
($D_k = 415$ мм)

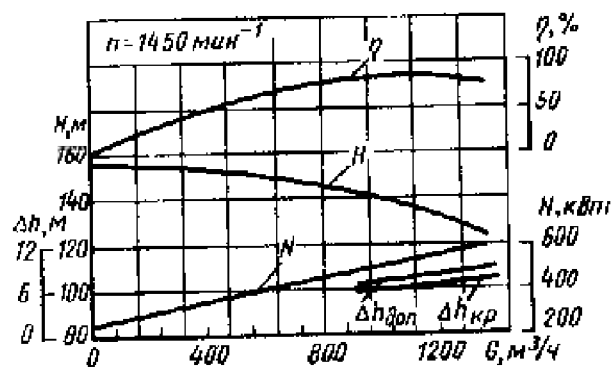


Рис. 2.25. Характеристика насоса 14СД—6
($D_k = 455$ мм)

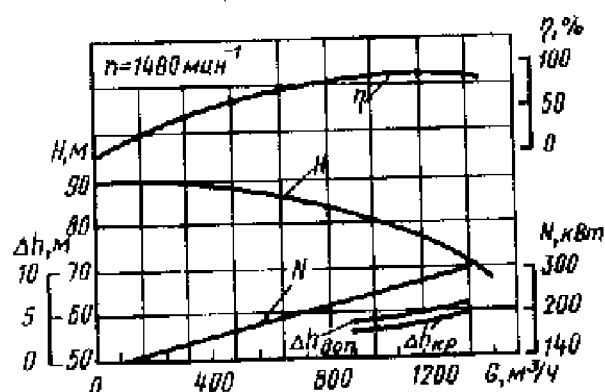


Рис. 2.26. Характеристика насоса 14СД—9
($D_k = 490$ мм)

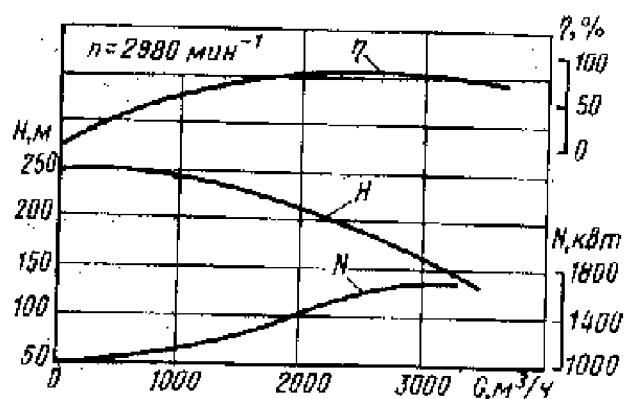


Рис. 2.27. Характеристика насоса 18СД-13 ($D_k = 415$ мм)

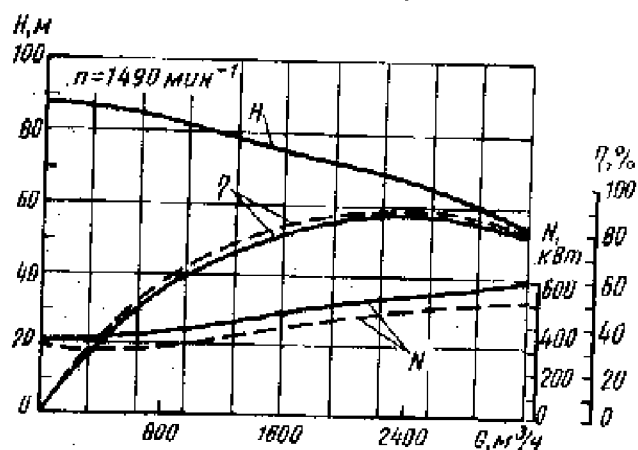


Рис. 2.28. Характеристика насоса 24СД-15 ($D_k = 415$ мм)

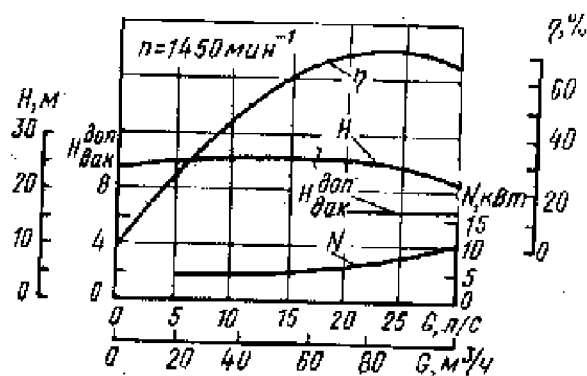


Рис. 2.29. Характеристика насоса 4НДв ($D_k = 280$ мм)

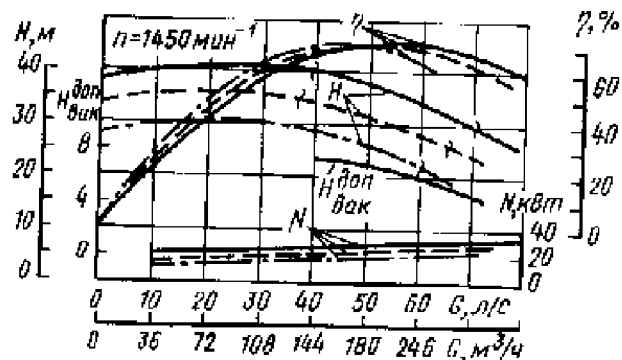
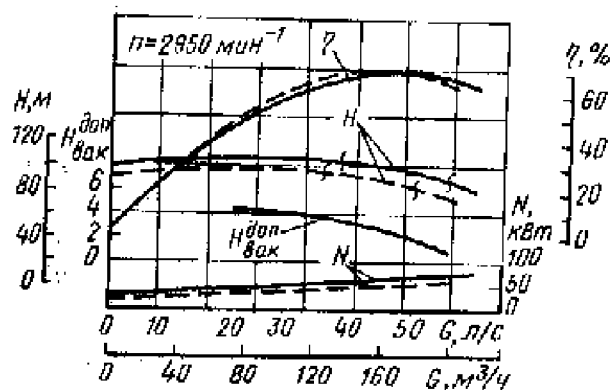


Рис. 2.31. Характеристика насоса 5НДв
— $D_k = 350$ мм; — $D_k = 325$ мм;
- - - $D_k = 300$ мм

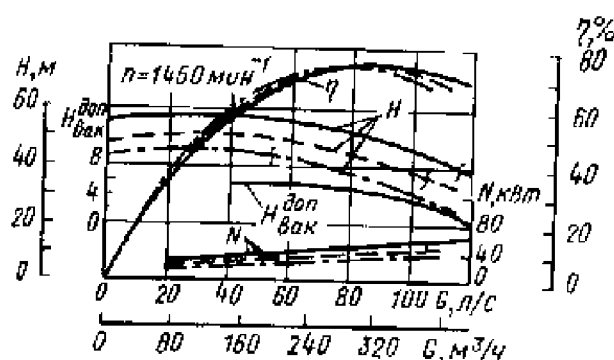


Рис. 2.32. Характеристика насоса 6НДв
— $D_k = 405$ мм; — $D_k = 380$ мм;
- - - $D_k = 360$ мм

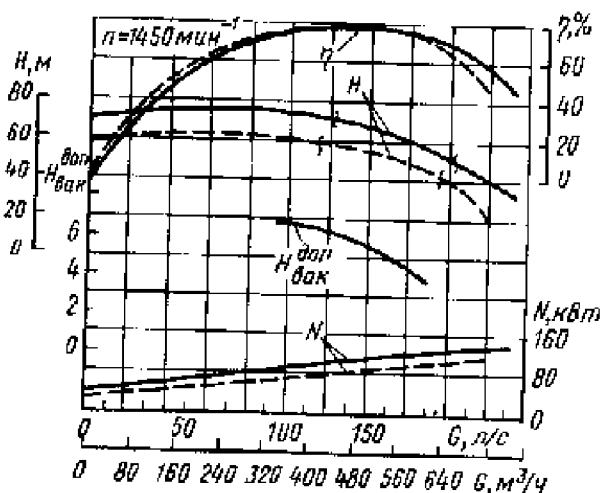


Рис. 2.33. Характеристика насоса 10Д-6
— $D_k = 465$ мм; — $D_k = 432$ мм;

Рис. 2.30. Характеристика насоса 4НДв
— $D_k = 280$ мм; — $D_k = 255$ мм

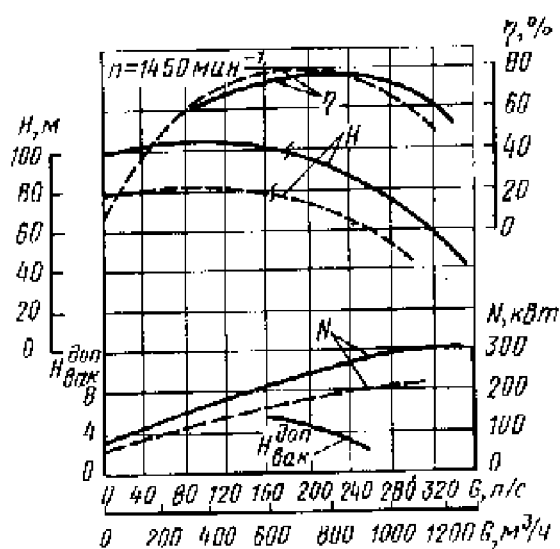


Рис. 2.34. Характеристика насоса 12Д-6
 $D_k = 546$ мм; — $D_k = 495$ мм

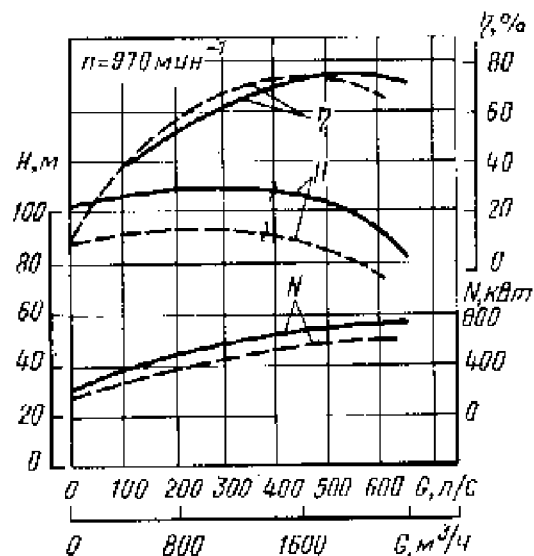


Рис. 2.37. Характеристика насоса 20Д-6
 $D_k = 855$ мм; — $D_k = 745$ мм

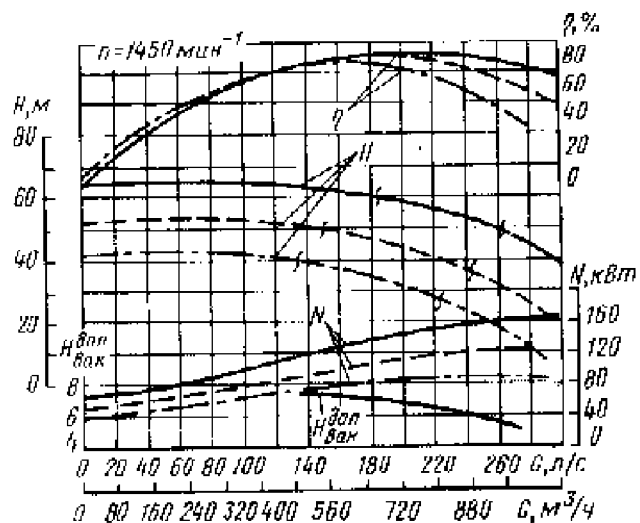


Рис. 2.35. Характеристика насоса 12Д-9
 $D_k = 432$ мм; — $D_k = 395$ мм;
 — $D_k = 355$ мм

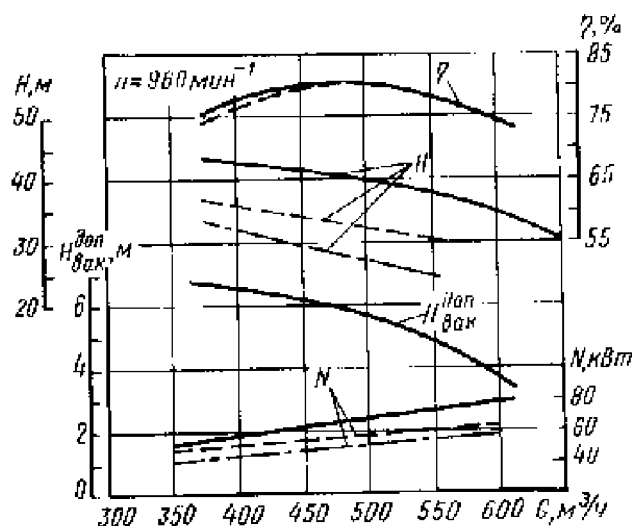


Рис. 2.38. Характеристика насоса 200 Д-60
 $D_k = 525$ мм; — $D_k = 500$ мм;
 — $D_k = 470$ мм

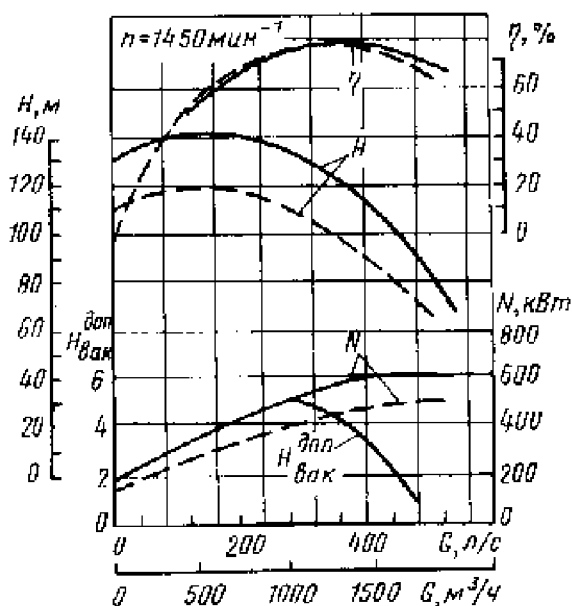


Рис. 2.36. Характеристика насоса 14Д-8
 $D_k = 660$ мм; — $D_k = 610$ мм;
 — $D_k = 560$ мм

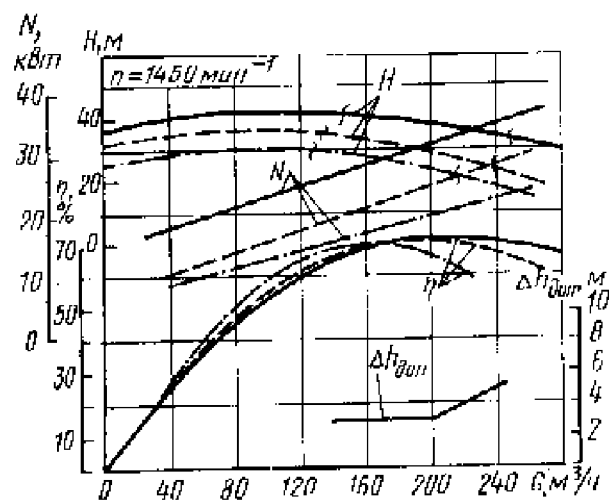


Рис. 2.39. Характеристика насоса Д200-36
 $D_k = 360$ мм; — $D_k = 325$ мм;
 — $D_k = 300$ мм

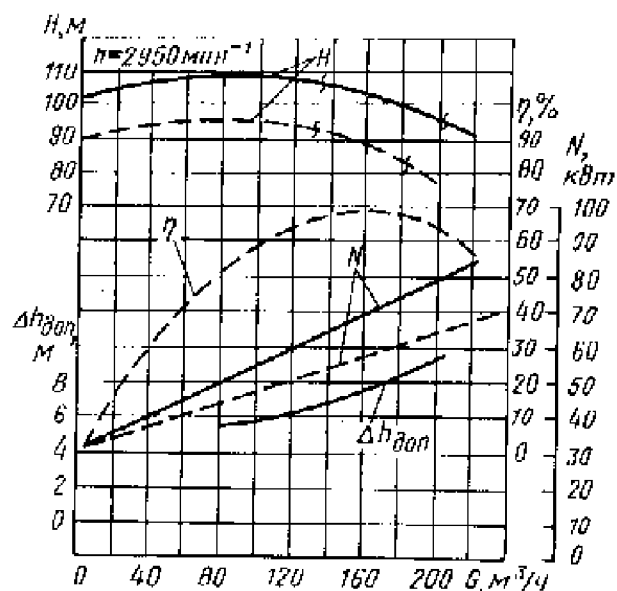


Рис. 2.40. Характеристика насоса Д200-95
— $D_k = 280$ мм; — — — — — $D_k = 260$ мм

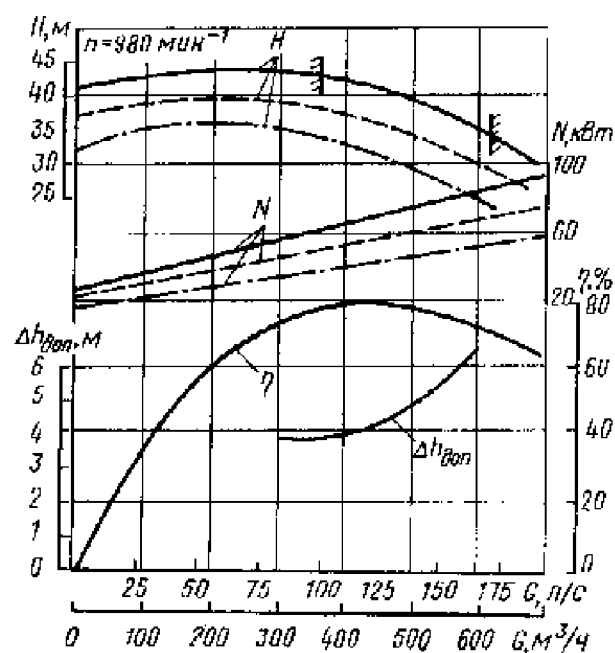


Рис. 2.42. Характеристика насоса Д320-70
— $D_k = 242$ мм; — — — — — $D_k = 230$ мм

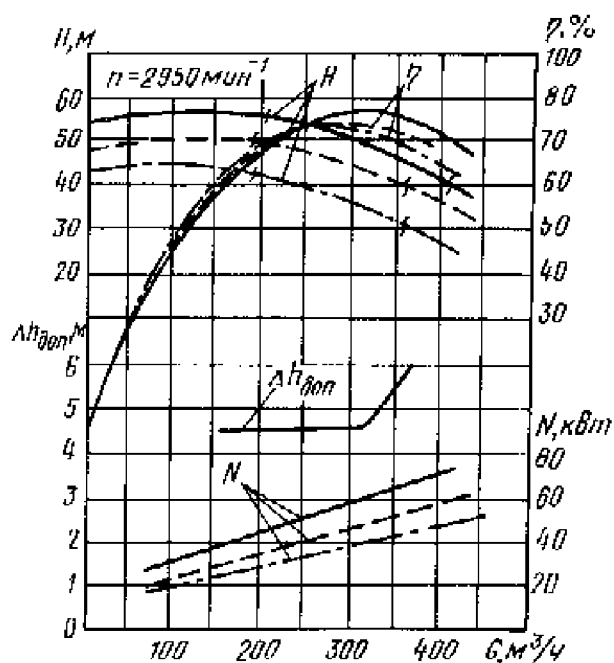


Рис. 2.41. Характеристика насоса Д320-50
— $D_k = 405$ мм; — — — — — $D_k = 380$ мм;
— — — — — $D_k = 350$ мм

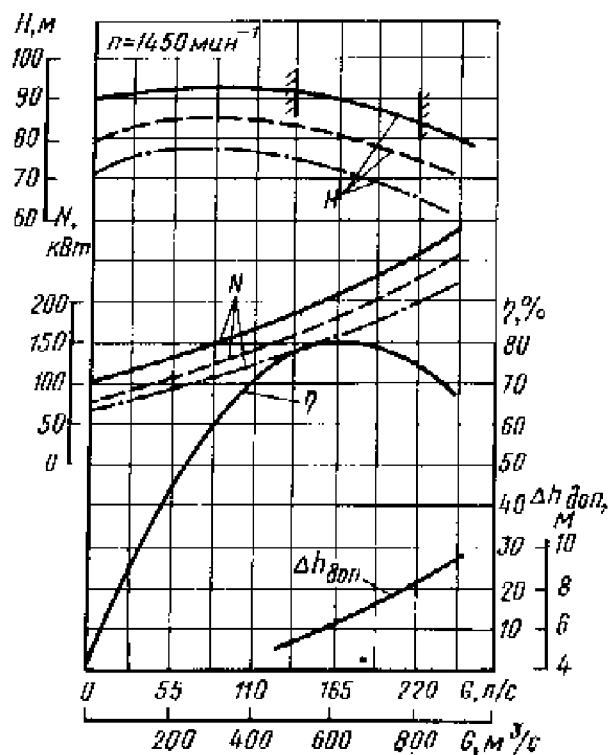


Рис. 2.43. Характеристика насоса Д500-36
— $D_k = 525$ мм; — — — — — $D_k = 500$ мм;
— — — — — $D_k = 470$ мм

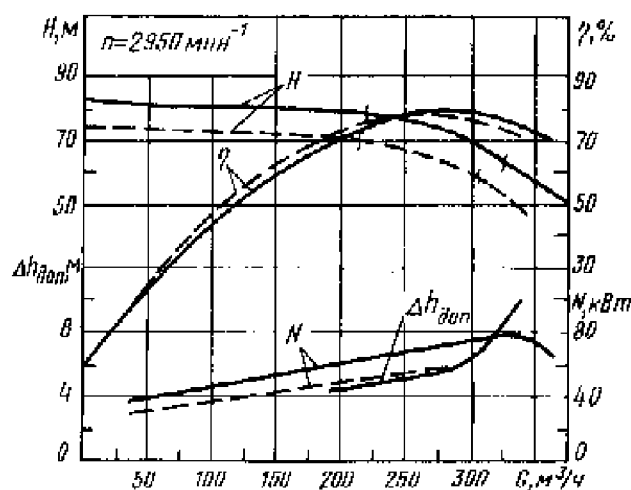


Рис. 2.44. Характеристика насоса Д630-90
— $D_k = 525$ мм; — — — — — $D_k = 500$ мм;
— — — — — $D_k = 470$ мм

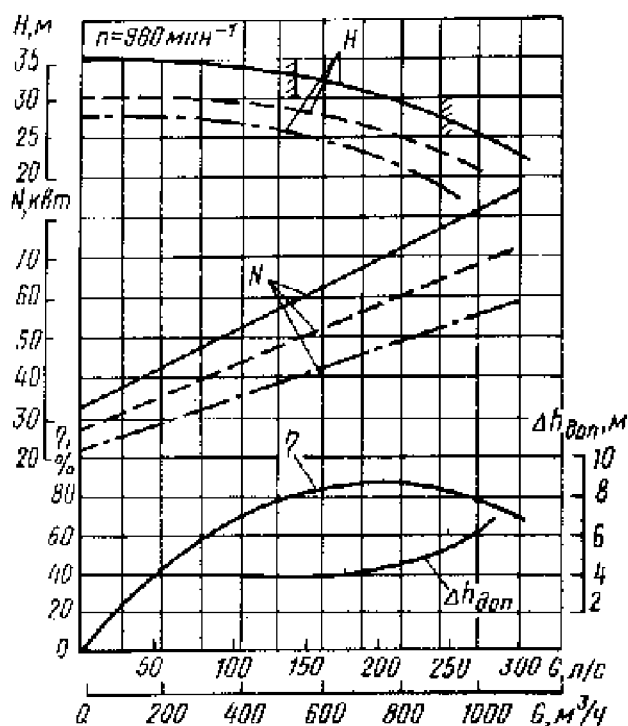


Рис. 2.45. Характеристика насоса Д800-28

— $D_k=460$ мм; — $D_k=430$ мм;
 - - - $D_k=400$ мм.

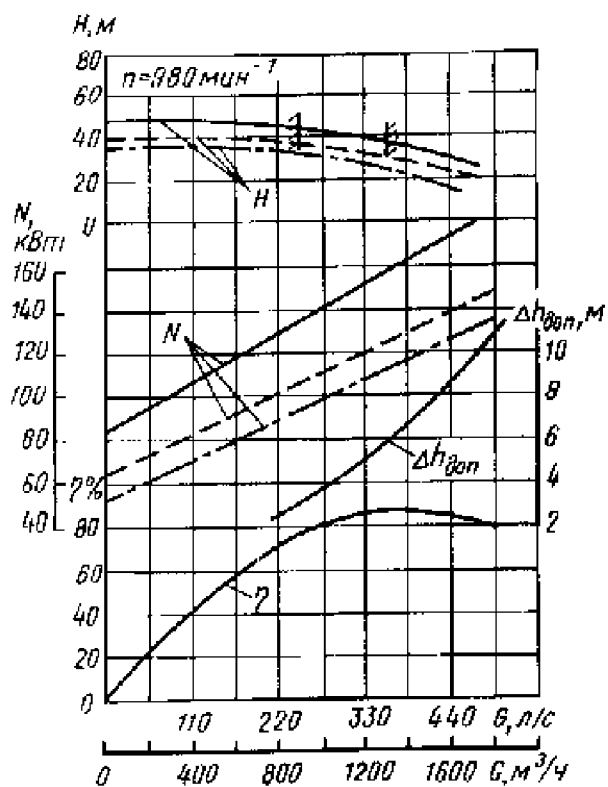


Рис. 2.46. Характеристика насоса Д1000-40

— $D_k=540$ мм; — $D_k=510$ мм;
 - - - $D_k=480$ мм.

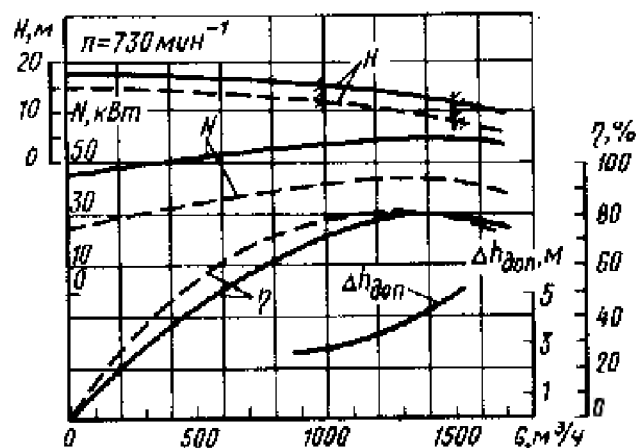


Рис. 2.47. Характеристика насоса Д1250-14 (16НДн)

— $D_k=460$ мм; — $D_k=425$ мм.

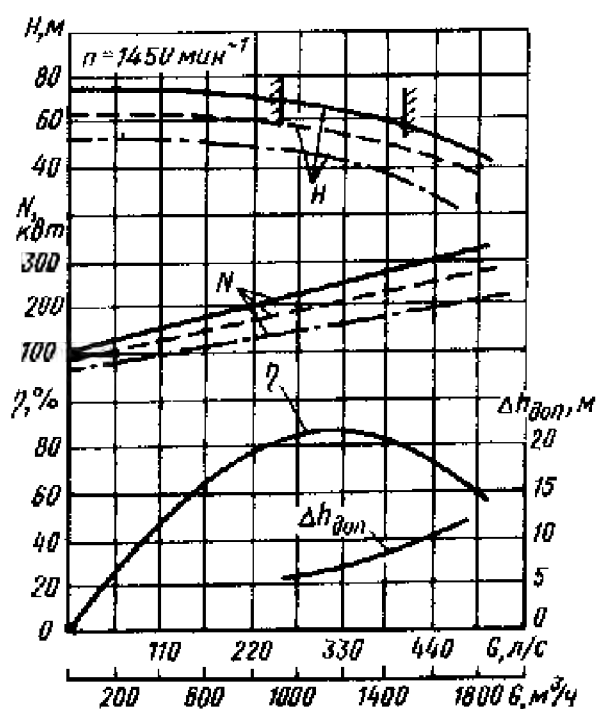


Рис. 2.48. Характеристика насоса Д1250-65

— $D_k=460$ мм; — $D_k=430$ мм;
 - - - $D_k=400$ мм.

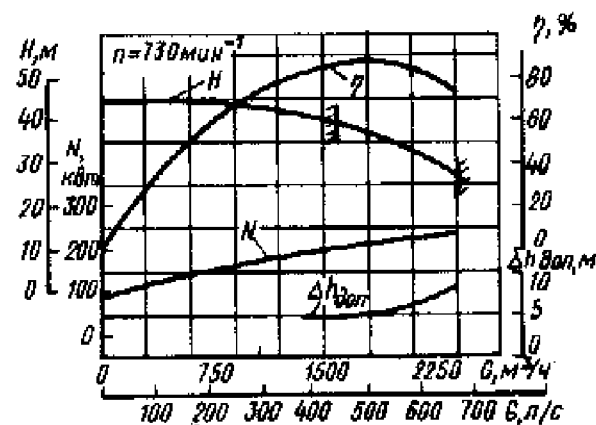


Рис. 2.49. Характеристика насоса Д2000-34 (18НДс)

($D_k=700$ мм)

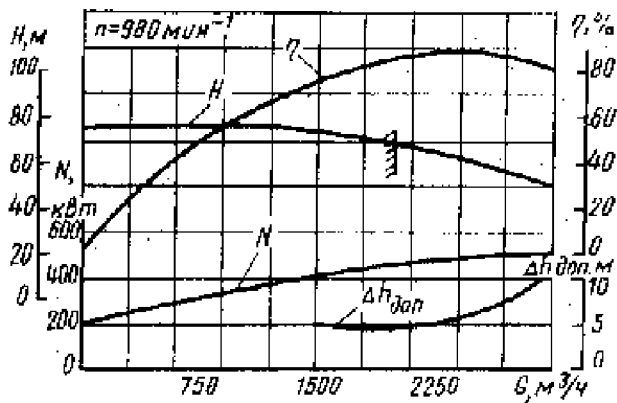


Рис. 2.50. Характеристика насоса Д2500-62 (18НДс) ($D_k = 700 \text{ мм}$)

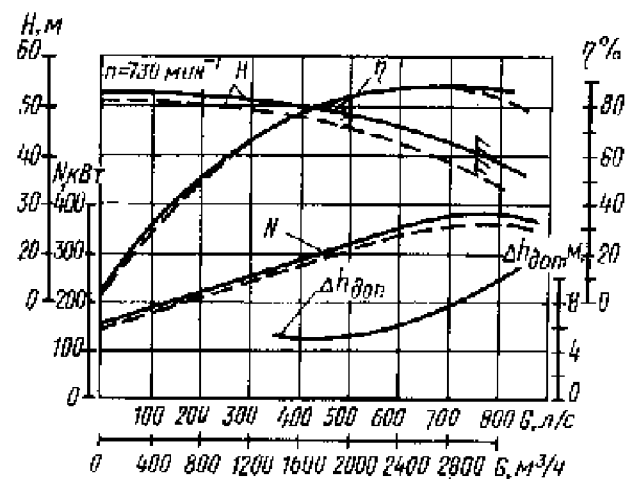


Рис. 2.53. Характеристика насоса Д2500-45 (20НДс) — $D_k = 755 \text{ мм}$, — — — $D_k = 740 \text{ мм}$

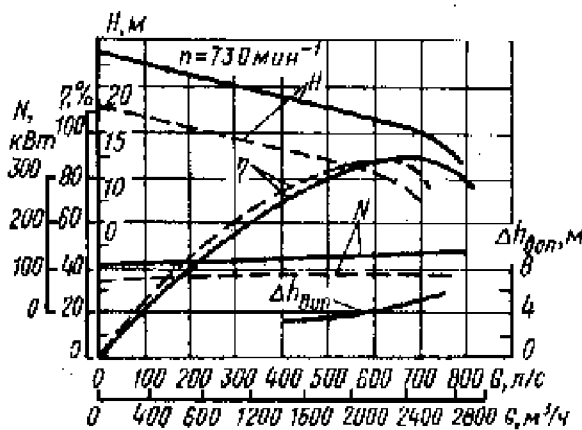


Рис. 2.51. Характеристика насоса Д2500-17 (20НДн) — $D_k = 550 \text{ мм}$; — — — $D_k = 490 \text{ мм}$

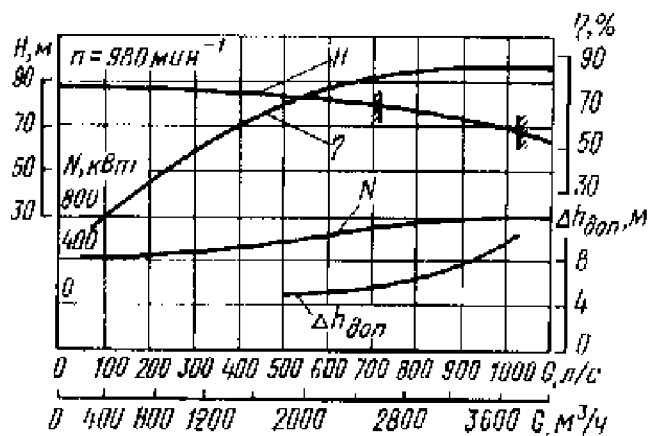


Рис. 2.54. Характеристика насоса Д3200-75 (20НДс) ($D_k = 755 \text{ мм}$)

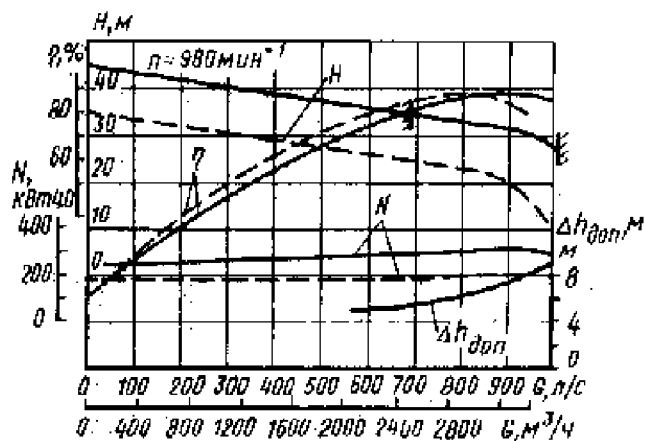


Рис. 2.52. Характеристика насоса Д3200-33 (20НДн) — $D_k = 500 \text{ мм}$; — — — $D_k = 490 \text{ мм}$

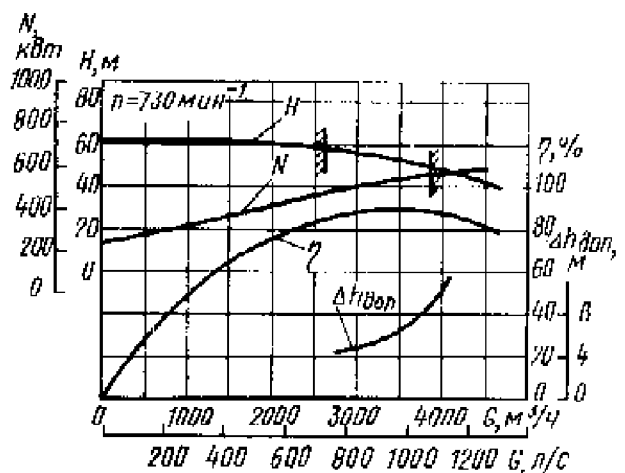


Рис. 2.55. Характеристика насоса Д3200-75 (22НДс) ($D_k = 825 \text{ мм}$)

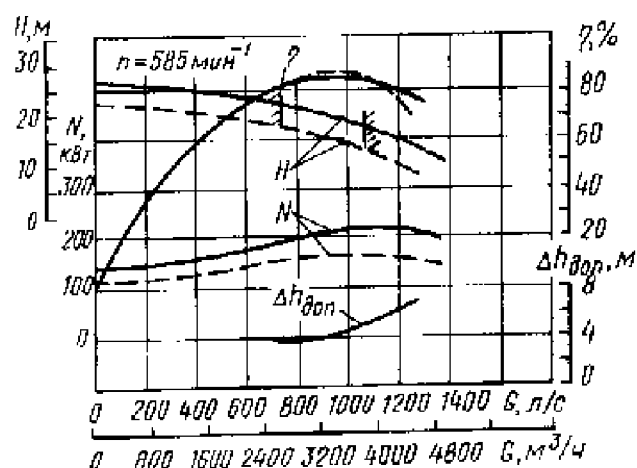


Рис. 2.58. Характеристика насоса Д3200-20 (24НДп)
 $D_k = 665 \text{ мм}$; $D_k = 615 \text{ мм}$

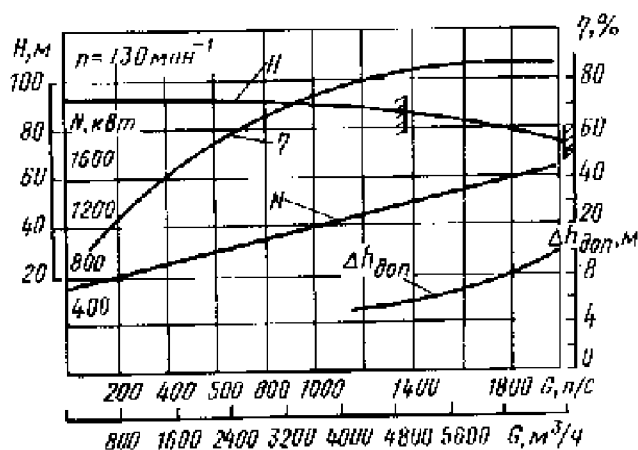


Рис. 2.59. Характеристика насоса Д6300-80 (24НДС)
 $(D_k = 990 \text{ мм})$

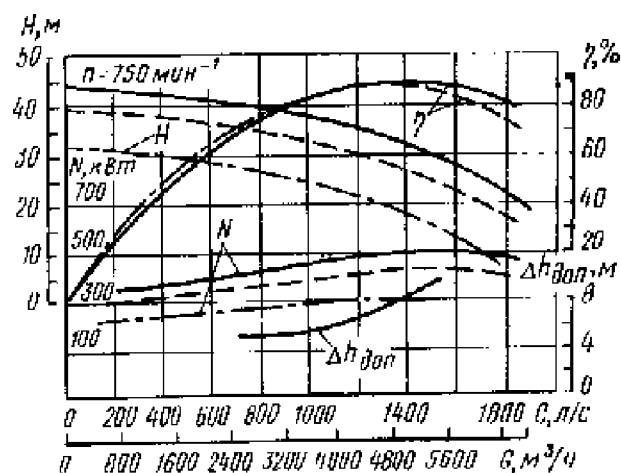


Рис. 2.57. Характеристики насоса Д5000-32 (24НДп)
 $D_k = 710 \text{ мм}$; $D_k = 665 \text{ мм}$
 $D_k = 615 \text{ мм}$

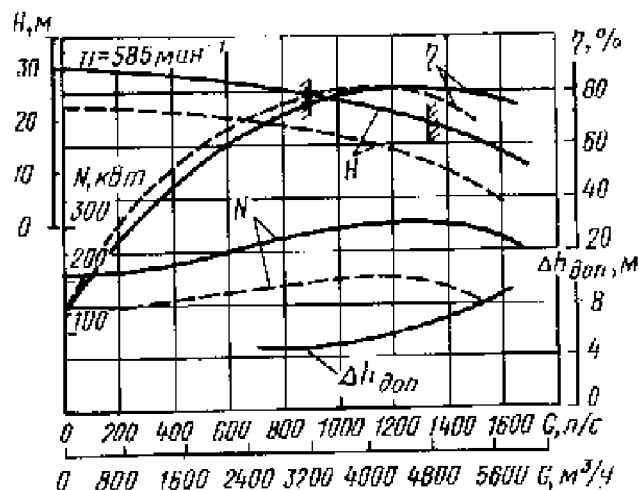


Рис. 2.60. Характеристика насоса Д4000-22 (32Д-19)
 $D_k = 740 \text{ мм}$; $D_k = 650 \text{ мм}$

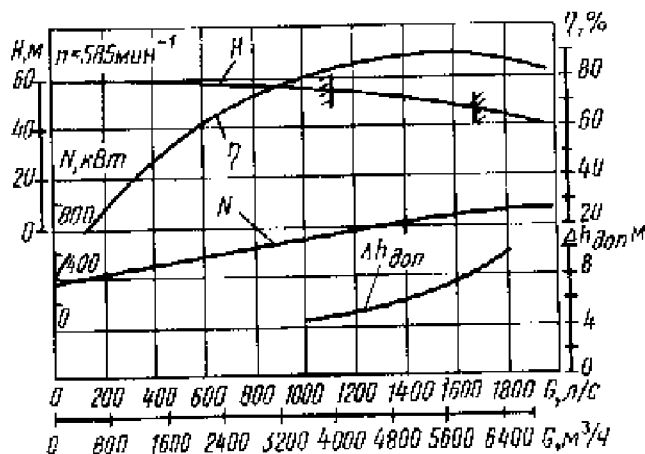


Рис. 2.58. Характеристика насоса Д5000-50 (24НДС)
 $(D_k = 990 \text{ мм})$

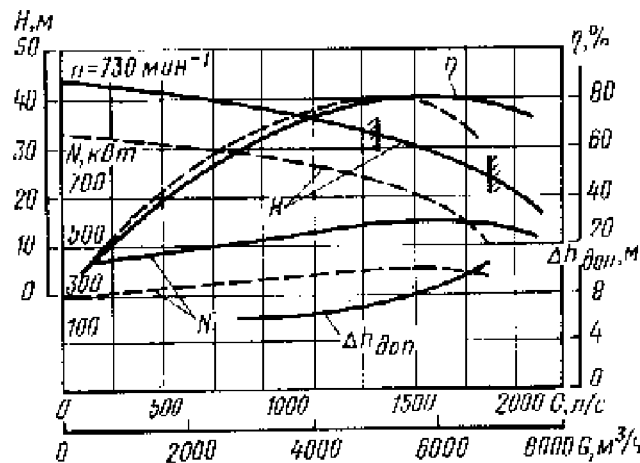


Рис. 2.61. Характеристика насоса Д6300-27 (32Д-19)
 $D_k = 740 \text{ мм}$; $D_k = 650 \text{ мм}$

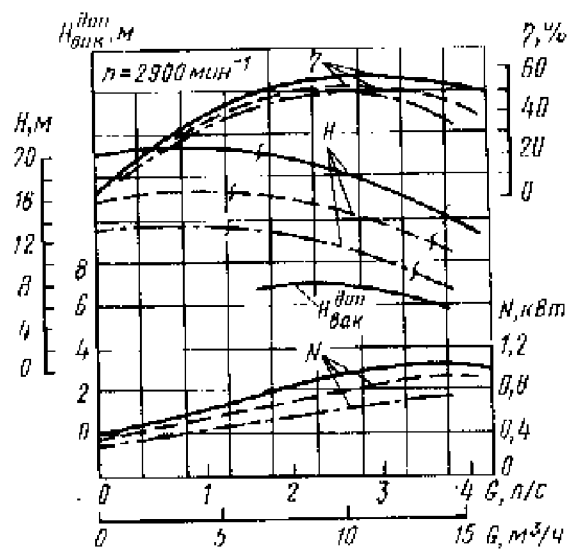


Рис. 2.62. Характеристика насоса К8/18
 $D_k = 128$ мм; — — — $D_k = 116$ мм;
 - · - · - $D_k = 105$ мм

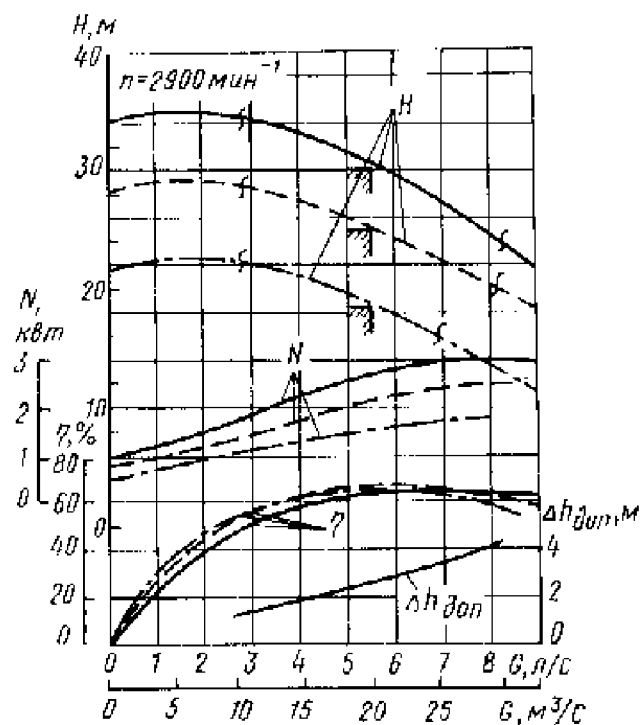


Рис. 2.64. Характеристика насоса К20/30
 $D_k = 162$ мм; — — — $D_k = 148$ мм;
 - · - · - $D_k = 132$ мм

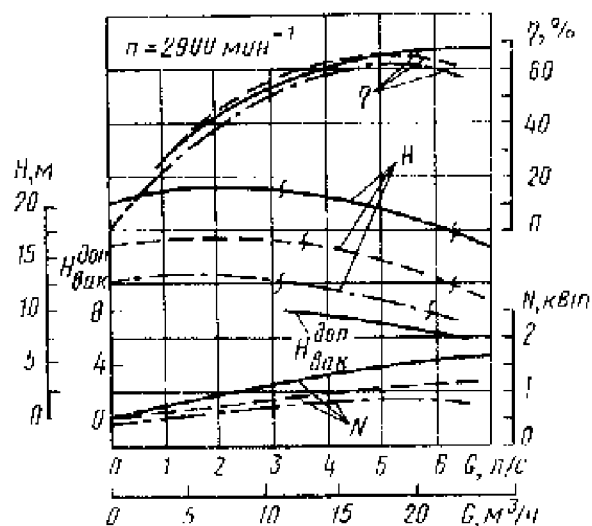


Рис. 2.63. Характеристика насоса К20/18
 $D_k = 129$ мм; — — — $D_k = 118$ мм;
 - · - · - $D_k = 106$ мм

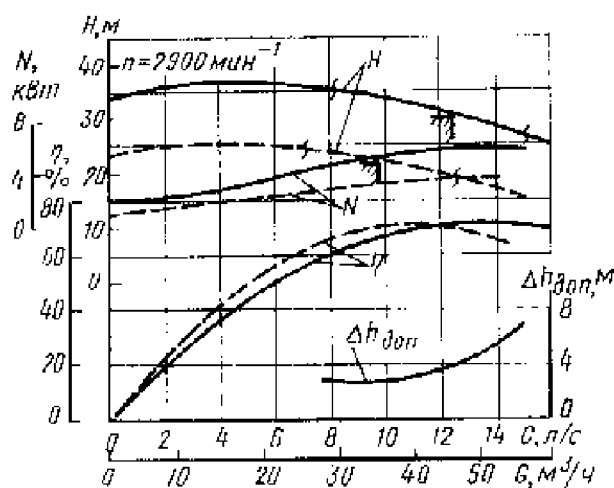


Рис. 2.65. Характеристика насоса К45/30
 $D_k = 168$ мм; — — — $D_k = 143$ мм;
 - · - · - $D_k = 132$ мм

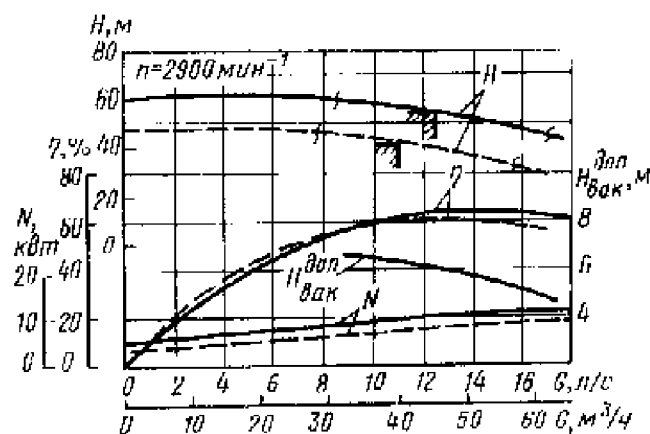


Рис. 2.66. Характеристика насоса К45/55
 $D_k = 218$ мм; — — — $D_k = 192$ мм;
 - · - · - $D_k = 168$ мм

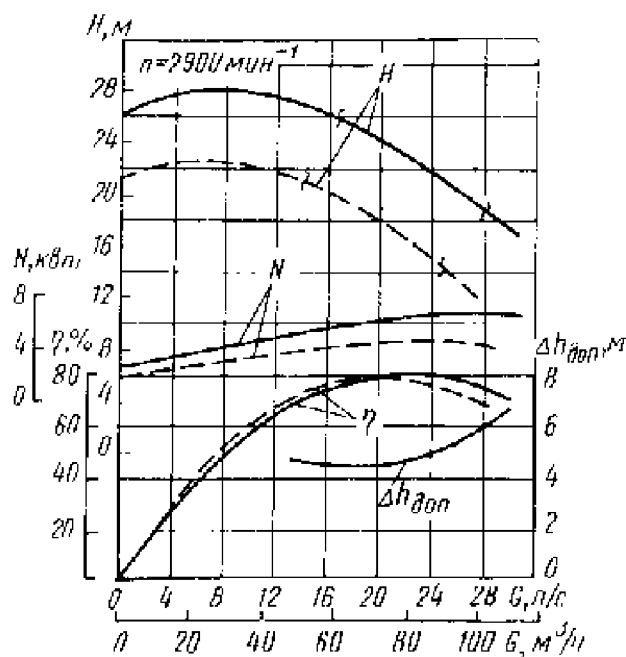


Рис. 2.67. Характеристика насоса К90/20

— $D_k = 148$ мм; — — — $D_k = 130$ мм

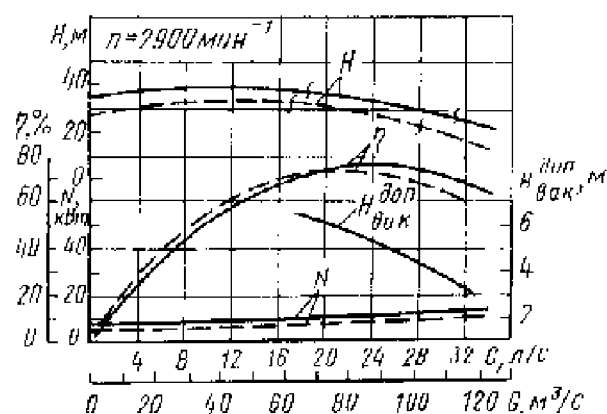


Рис. 2.68. Характеристика насоса К90/35

— $D_k = 174$ мм; — — — $D_k = 160$ мм

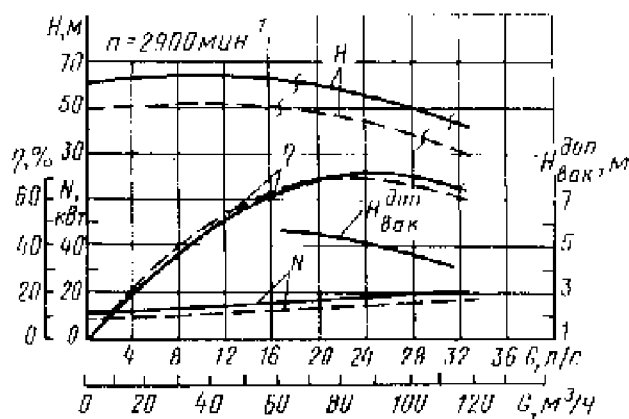


Рис. 2.69. Характеристика насоса К90/55

— $D_k = 218$ мм; — — — $D_k = 200$ мм

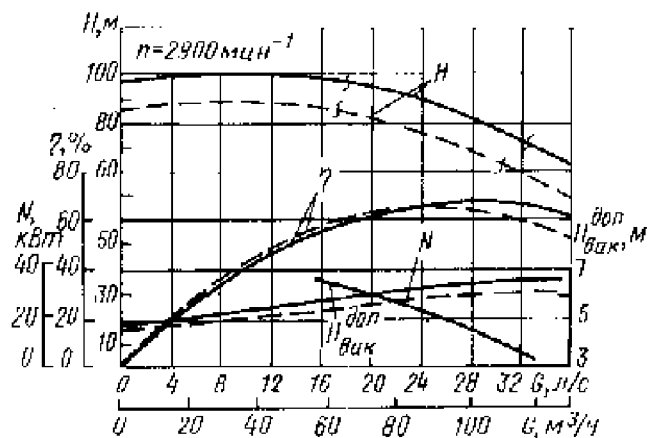


Рис. 2.70. Характеристика насоса К90/85

— $D_k = 272$ мм; — — — $D_k = 250$ мм

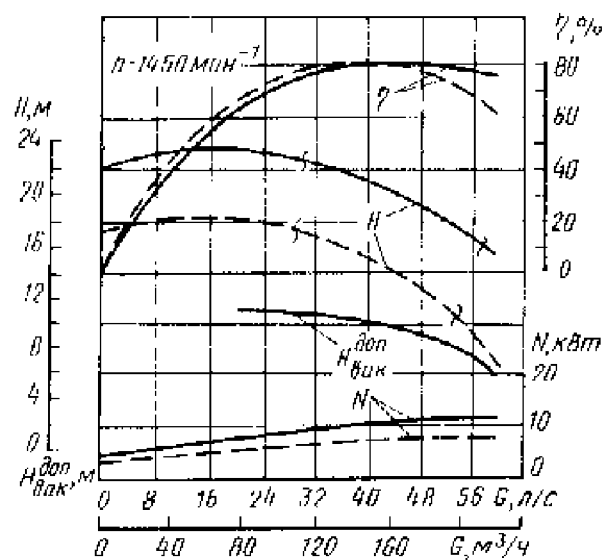


Рис. 2.71. Характеристика насоса К160/20

— $D_k = 264$ мм; — — — $D_k = 240$ мм

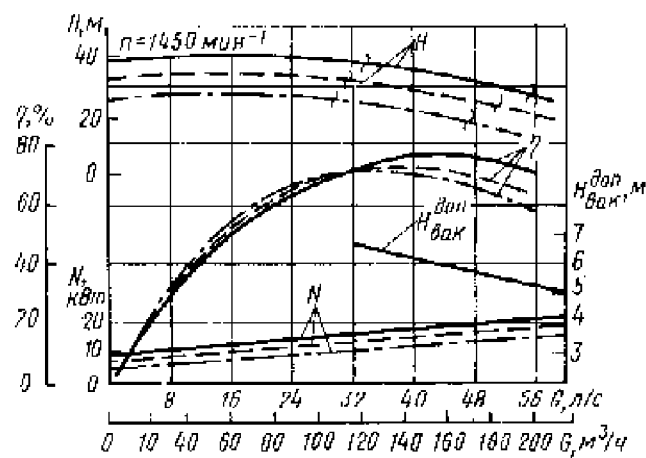


Рис. 2.72. Характеристика насоса К160/30

— $D_k = 328$ мм; — — — $D_k = 310$ мм,
..... $D_k = 290$ мм

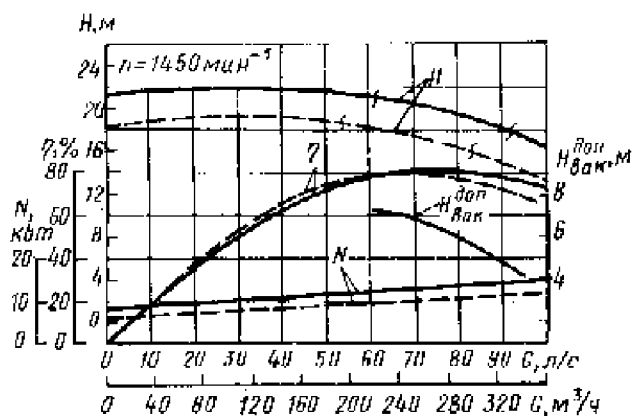


Рис. 2.73. Характеристика насоса К 290/18
— $D_k = 268$ мм; --- $D_k = 255$ мм

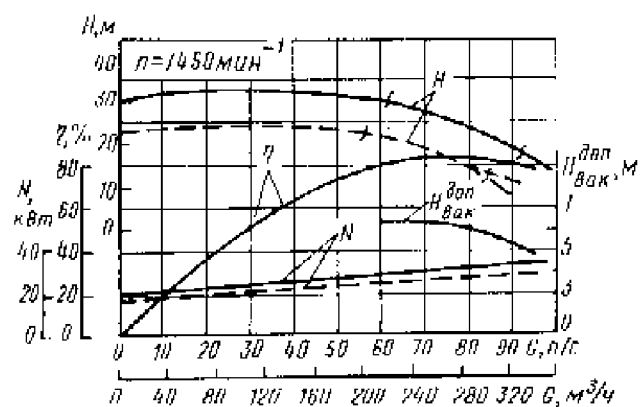


Рис. 2.74. Характеристики насоса К 290/30
— $D_k = 315$ мм; --- $D_k = 300$ мм

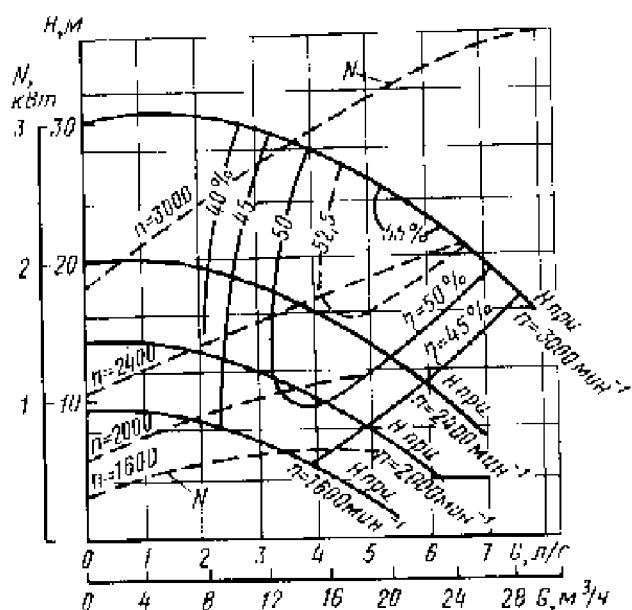


Рис. 2.75. Характеристика насоса ЦНЩ-40

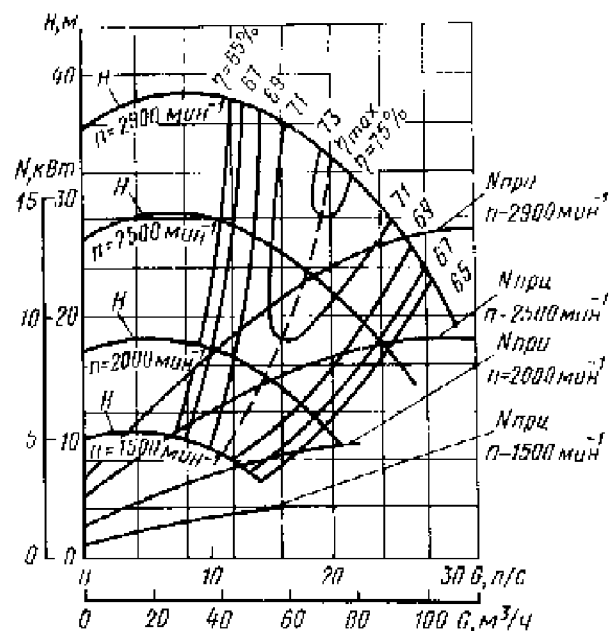


Рис. 2.76. Характеристика насоса ЦНЩ-65

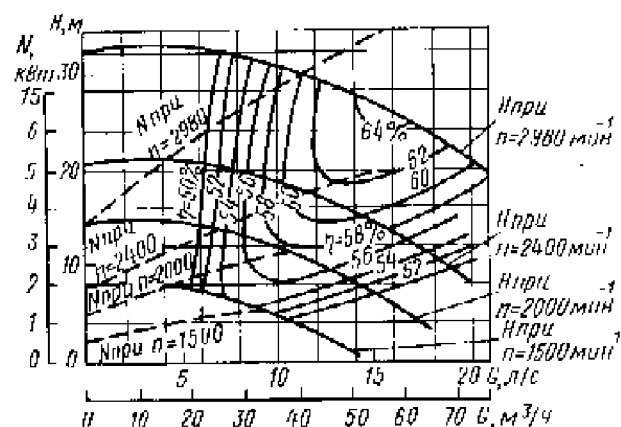


Рис. 2.77. Характеристика насоса ЦНЩ-80

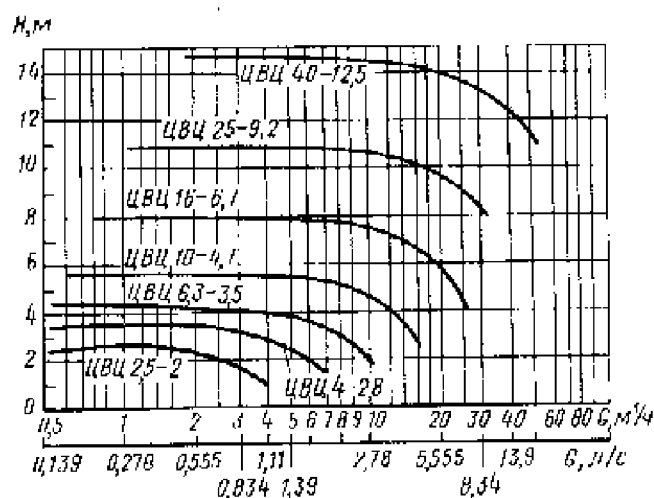


Рис. 2.78. Характеристика насосов ЦВЦ

Характеристики насосов, устанавливаемых в соответствии с проектом на источнике тепла и перекачивающих насосных станциях, не могут соответствовать требованиям эксплуатационных гидравлических режимов тепловых сетей для каждого конкретного отопительного сезона из-за практически постоянного, после ввода в эксплуатацию, развития системы централизованного теплоснабжения. Это приводит к значительным перерасходам электроэнергии на перекачку теплоносителя, в связи с чем по мере роста систем теплоснабжения необходимо производить периодическую замену насосного оборудования или изменение их характеристик для приведения в соответствие по напору и производительности к разработанному гидравлическому режиму тепловых сетей.

Характеристику насоса можно изменить: обточкой рабочих колес насоса или установкой колес другого диаметра; заменой электродвигателя другим с большей или меньшей частотой вращения и соответствующей мощностью. Зависимость подачи и напора, развиваемых насосом, от диаметра рабочего колеса и скорости его вращения определяют выражением:

$$H_1/H_2 = G_1^2/G_2^2 = n_1^2/n_2^2 = D_1^4/D_2^4,$$

где H — напор, развиваемый насосом, м; G — подача насоса при данном напоре, т/ч; n — частота вращения рабочего колеса, мин⁻¹; D — диаметр рабочего колеса, мм.

Мощность на валу насоса при изменении частоты вращения рабочего колеса и его диаметра определяют из выражения

$$N_1/N_2 = G_1 H_1 / G_2 H_2 = n_1^3 / n_2^3 = D_1^5 / D_2^5,$$

где N — мощность на валу насоса, кВт.

В зависимости от коэффициента быстроходности насосов (n_s) для сохранения их высоких КПД целесообразно придерживаться следующих пределов обточки рабочих колес, %:

$$50 < n_s < 120-15-20; \quad 120 < n_s < 120-11-15; \\ 200 < n_s < 300-7-11.$$

Значение коэффициента быстроходности насоса вычисляют по формуле:

$$n_s = 3,65 (\sqrt{G/H^{3/4}}) n,$$

где G — подача насоса при наибольшем КПД насоса, м³/с; H — напор при наибольшем КПД насоса, м; n — частота вращения, мин⁻¹.

2.5. ГРЯЗЕВИКИ

Грязевики предназначены для очистки воды в системах теплоснабжения от взвешенных частиц грязи, песка и других примесей. Грязевики устанавливают на вводе в здание на подающем и обратном трубопроводах (рис. 2.79 и 2.80), их основные размеры приведены в табл. 2.23 и 2.24; на источнике тепла на обратном трубопроводе перед циркуляционными насосами (рис. 2.81 и 2.82), основные размеры которых приведены в табл. 2.25 и 2.26. Грязевики подбирают по диаметру подводящих трубопроводов. Скорость движения теплоносителя в поперечном сечении грязевика не должна превышать 0,05 м/с.

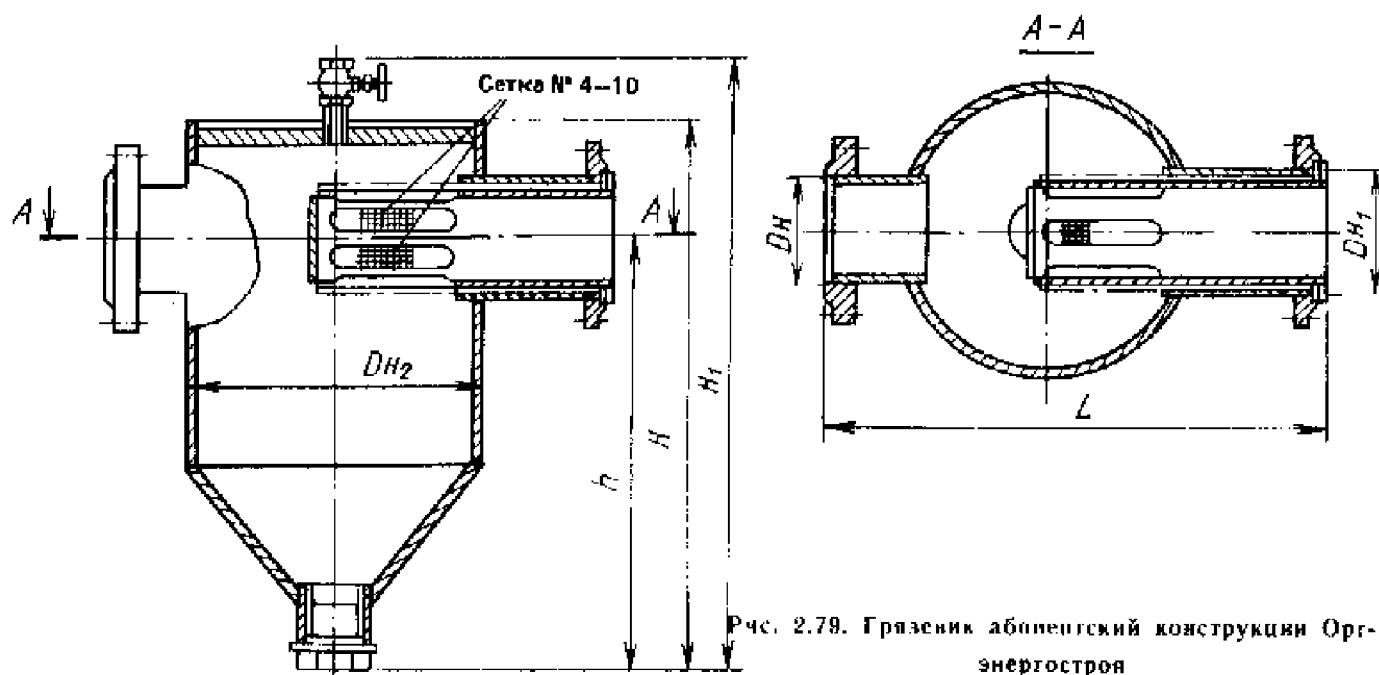


Рис. 2.79. Грязевик абонентский конструкции Орг-энергострой

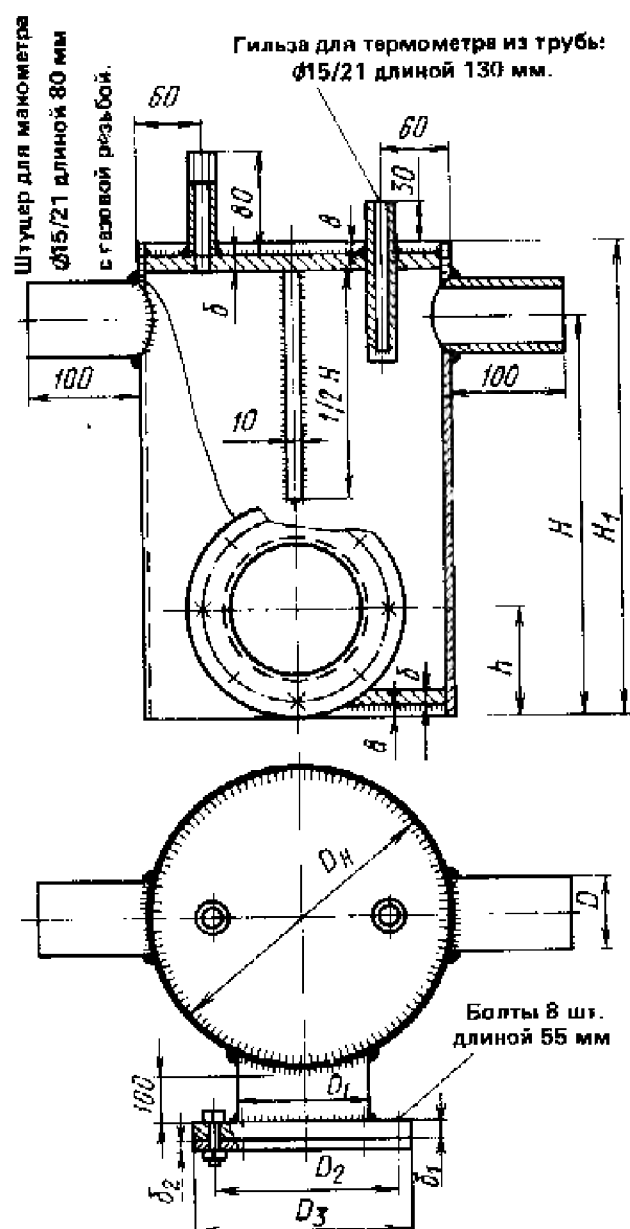


Рис. 2.80. Грязевик абонентский конструкции Союзтехэнерго

Таблица 2.23. ОСНОВНЫЕ РАЗМЕРЫ
ГРЯЗЕВИКОВ КОНСТРУКЦИИ
ОРГЭНЕРГОСТРОЯ, мм

D	D_n	D_{n1}	D_{n2}	H	H_1	h	L
40	45	57	159	345	410	256	344
50	57	76	159	390	512	290	363
70	76	89	219	468	596	338	423
80	89	108	273	535	661	405	473
100	108	133	325	614	740	454	523
125	133	159	277	698	824	498	573
150	159	194	426	748	874	548	625
175	194	214	478	850	976	625	727
200	219	245	529	950	1076	700	837

Таблица 2.24. ОСНОВНЫЕ РАЗМЕРЫ ГРЯЗЕВИКОВ КОНСТРУКЦИИ СОЮЗТЕХЭНЕРГО, мм

D_3	D	D	D_1	D_2	D	H	H_1	h	δ	δ_1	δ_2	Болт
25	40	44,5	133	210	245	310	350	100	15	28	10	M16
50		57	133	210	245	340	400	125	15	28	10	M16
70		89	133	210	245	370	450	125	18	28	10	M16
100		108	133	210	245	377	410	125	20	28	10	M16
125		133	133	210	245	426	490	125	22	28	10	M16
150		159	159	240	280	478	580	140	22	28	10	M20
200		219	159	240	280	529	650	140	22	28	10	M20
250		273	159	240	280	630	720	140	24	28	10	M20
300		325	219	295	335	720	820	170	24	30	12	M20
350		377	219	295	335	720	830	170	24	30	12	M20
400		426	219	295	335	820	860	170	24	30	12	M20

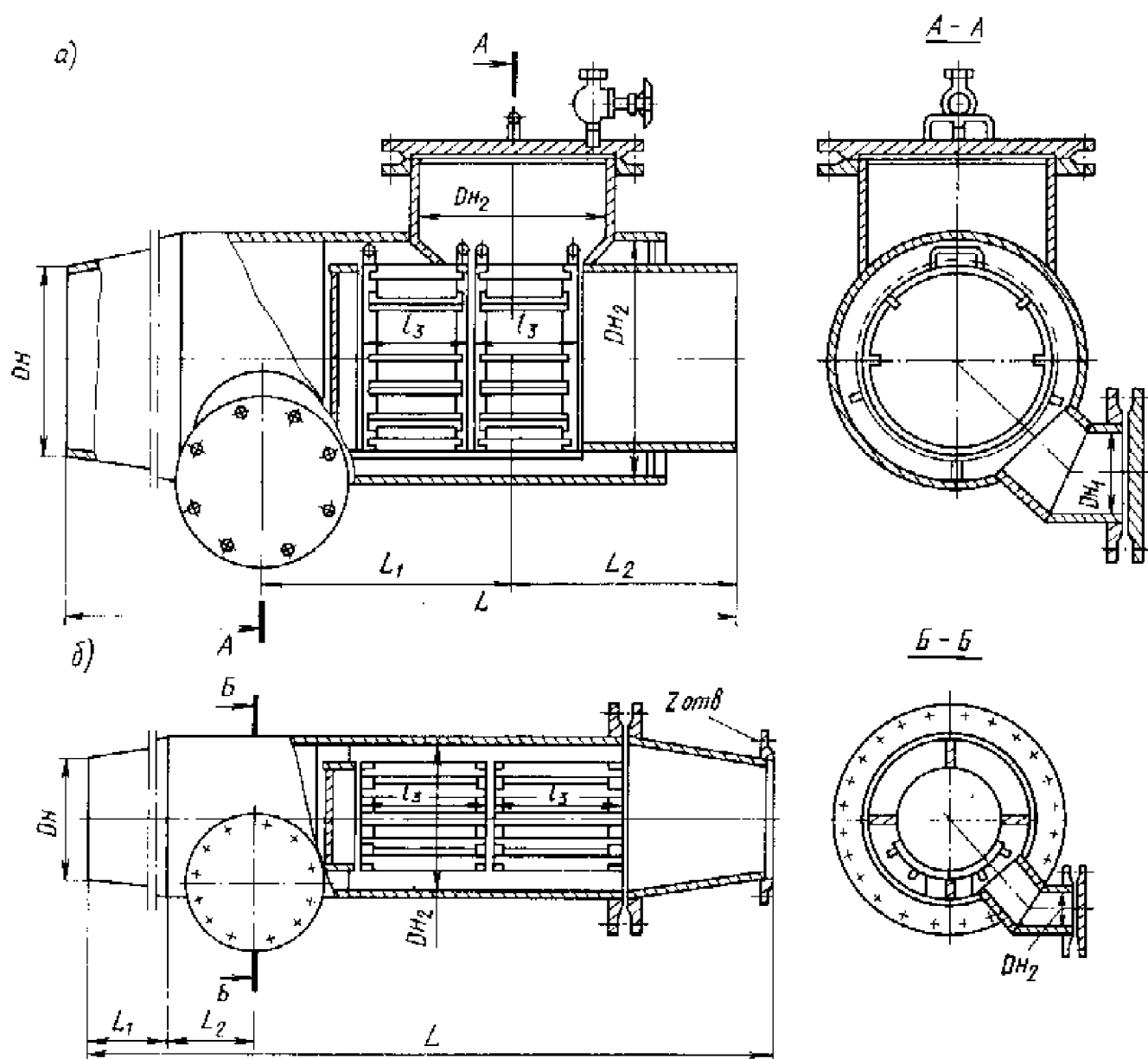


Рис. 2.81. Грязевики горизонтальные
а) — D_y от 200 до 400 мм; б) — D_y от 450 до 1400 мм

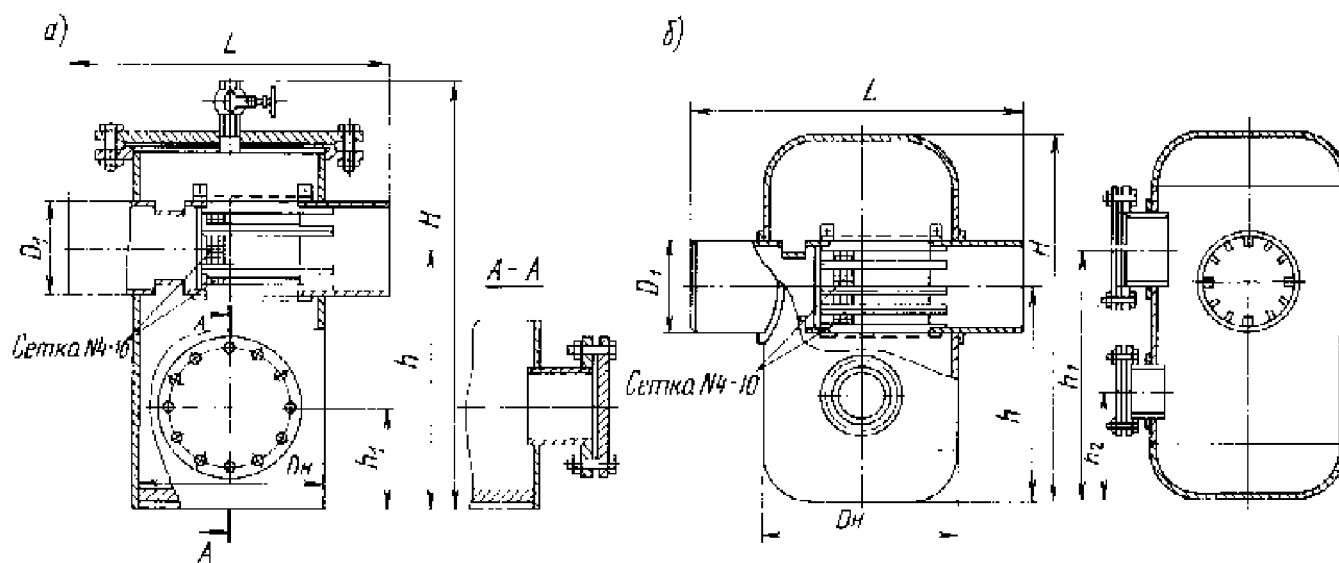


Рис. 2.82. Грязевики вертикальные
а) — D_y от 200 до 300 мм; б) — D_y от 350 до 1000 мм

Таблица 2.25. ОСНОВНЫЕ РАЗМЕРЫ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ГРЯЗЕВИКОВ, ММ

D_0	D_1	D	$D_{\text{вн}}$	L при g_0 , кгс/см ² (МПа)			L_1	L_2	L_3	z
				10(1)	16(1,6)	25(2,5)				
200	219	219	426	1240	1240	1240	550	393	250	—
250	273	219	426	1300	1300	1300	595	408	280	—
300	325	219	480	1574	1574	1558	625	428	300	—
350	377	219	530	1632	1652	1628	655	463	320	—
400	426	219	630	1959	1944	1925	770	523	400	—
450	480	273	720	2465	2535	2520	557	200	450	20
500	530	273	820	2805	2885	2870	677	200	500	20
600	630	273	920	2902	2982	2980	680	200	550	20
700	720	325	1020	3120	3225	3220	765	250	500	24
800	820	325	1220	3330	3435	3432	708	250	650	21
900	920	325	1220	3688	3798	3780	934	250	700	28
1000	1020	426	1420	4000	4090	4082	934	300	750	28
1200	1220	426	1620	4110	4190	4158	921	300	800	32
1400	1420	426	1820	4210	4292	4260	921	300	850	36

Таблица 2.26. ОСНОВНЫЕ РАЗМЕРЫ ВЕРТИКАЛЬНЫХ ГРЯЗЕВИКОВ, ММ

D_0	D_1	$D_{\text{вн}}$	H	h	h_1	h_2	L	D_0	D_1	$D_{\text{вн}}$	H	h	h_1	h_2	L
200	219	426	998	600	300	—	720	500	530	920	2230	1265	1515	635	1340
250	273	530	1365	907	477	—	840	600	630	1020	2380	1390	1590	680	1500
300	325	630	1490	1032	502	—	980	700	720	1220	2580	1540	1690	780	1700
350	377	820	2000	1225	1325	575	1200	800	820	1220	2680	1540	1790	780	1800
400	426	820	2050	1225	1375	575	1200	900	920	1420	2880	1590	1890	800	2000
450	480	920	2130	1265	1415	635	1340	1000	1020	1420	2980	1640	1990	860	2000

2.6. ЭЛЕВАТОРЫ

Элеваторы предназначены для снижения температуры воды, поступающей из тепловой сети в местную систему, до необходимой температуры. Элеватор состоит из сопла, камеры всасывания, камеры смешения и диффузора. Наиболее совершенен по конструкции элеватор ВТИ - Теплосети Мосэнерго (рис. 2.83), основные размеры которого приведены в табл. 2.27. Основной характеристикой элеватора является коэффициент смешения u_p , т. е. отношение расхода подмешиваемой (обратной от системы отопления) воды к расходу горячей воды, поступающей из тепловой сети:

$$u_p = (G_{\text{от}} - G_c) / G_c,$$

где $G_{\text{от}}$ — расчетный расход воды в местной системе отопления, т/ч, G_c — расчетный расход сетевой воды, т/ч.

Значение u_p также определяют из уравнения теплового баланса элеваторного ввода, которое может быть выражено через температуры смешиваемой воды:

$$u_p = (t_{1p} - t_{2p}) / (t_{2p} - t_{3p}),$$

где t_{1p} — расчетная температура горячей воды в подающем трубопроводе тепловой сети, °С; t_{2p} — расчетная температура обратной воды местной системы, °С; t_{3p} — расчетная температура смешиваемой воды, поступающей в местную систему отопления, °С.

Для создания расчетного коэффициента смешения разность напоров в подающем и обратном трубопроводах (располагаемый напор $H_{\text{рас}}$, м) перед элеватором должна быть не менее

$$H_{\text{рас}} = 1,4h(1 + u_p)^2,$$

где h — величина расчетных гидравлических потерь в местной системе отопления, м.

Необходимый располагаемый напор перед элеватором можно определять по номограмме (рис. 2.84).

От качества изготовления элеватора зависит надежность его работы. Поэтому при изготовлении элеваторов следует тщательно следить за соосностью сопла и камеры смешения, за наличием фасонного фланца на входе воды в элеватор, а также за качеством внутренней поверхности сопла и камеры смешения элеватора, поверхность которых должна быть отшлифована. Элеватор выбирают в зависимости от

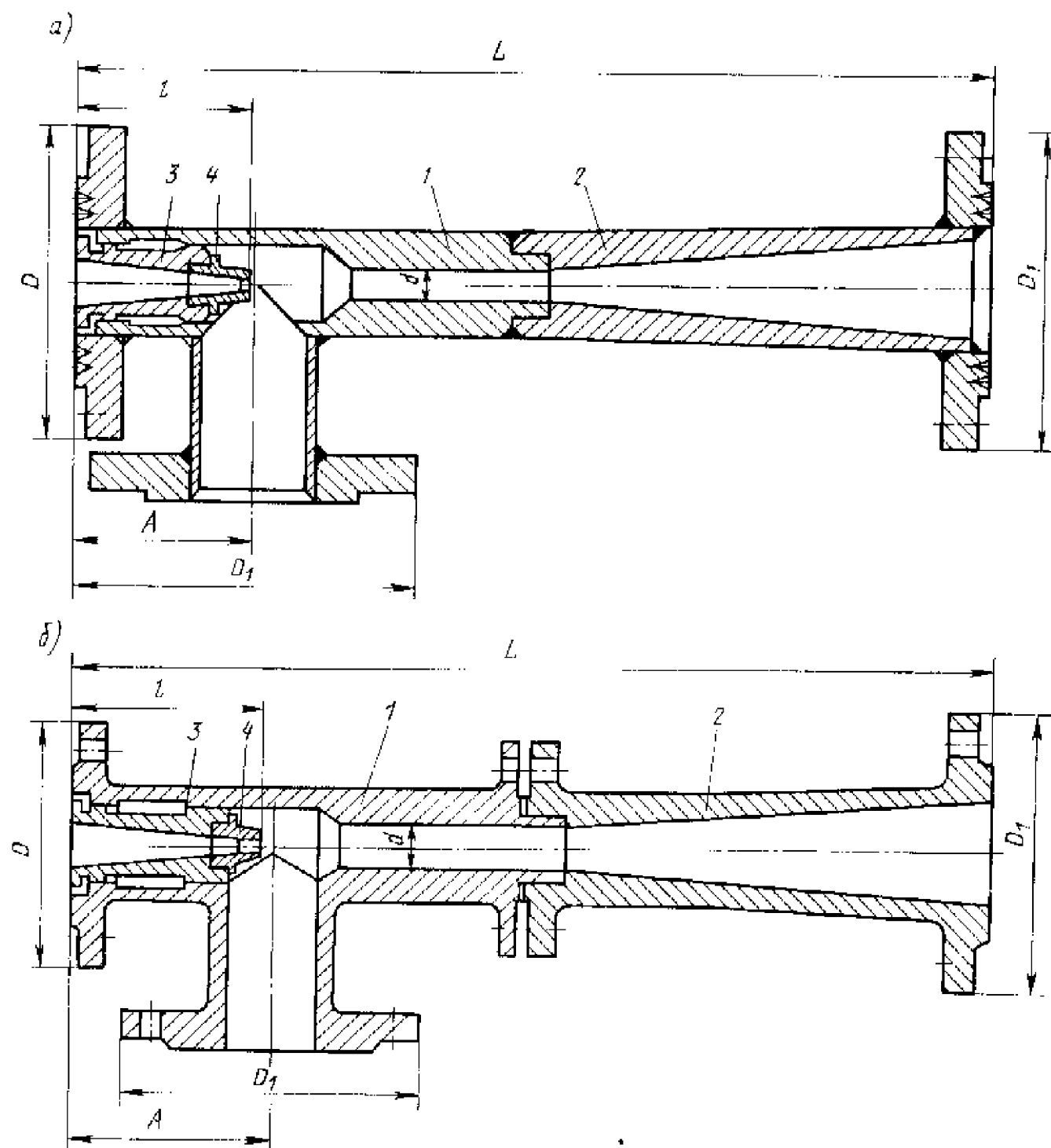


Рис. 2.83. Элеваторы водоструйные типа ВТИ-теплосети Мосэнерго

а) — стальной; б) — чугунный (элеваторы № 1 и 2 изготавливаются из одной отливки); 1 — корпус; 2 — диффузор; 3 — стакан; 4 — сопло

Таблица 2.27. ОСНОВНЫЕ РАЗМЕРЫ ЭЛЕВАТОРОВ КОНСТРУКЦИИ ВТИ — ТЕПЛОСЕТИ МОСЭНЕРГО, мм

Номер элеватора	<i>l</i>	<i>A</i>	<i>l</i>	<i>d</i>	<i>D</i>	<i>D</i> ₁
1	425	90	110	15	145	160
2	425	90	100	20	145	160
3	625	135	145	25	160	195
4	625	135	135	30	160	195
5	625	135	125	35	160	195
6	720	180	175	47	195	215
7	720	180	155	59	195	215

размера диаметра камеры смещения (горловины), который равен:

$$d = 8,5 \sqrt{\frac{G^2(1 + u_0)^2}{h}}$$

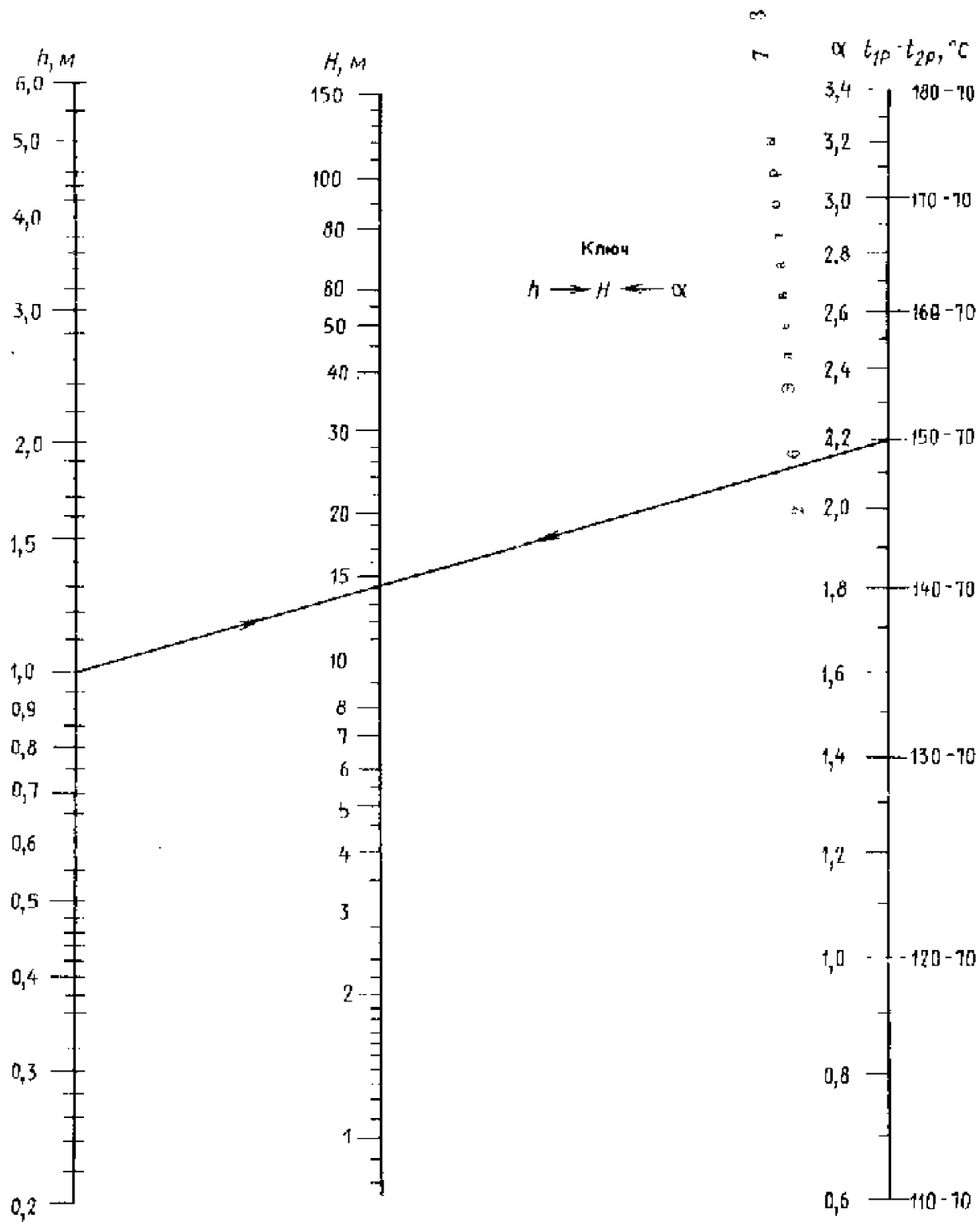


Рис. 2.84. Номограммы для определения необходимого напора в тепловой сети перед элеватором

При выборе номера элеватора по расчетному диаметру камеры смещения следует брать стандартный элеватор с ближайшим меньшим диаметром камеры смещения, так как завышенный диаметр камеры снизит КПД элеватора. Диамет

метр выходного сечения сопла элеватора определяют по формуле:

$$d_s = 9,6 \sqrt{G^2 / H},$$

где H — напор, дроселируемый в сопле элеватора, м.

Определять диаметр сопла и выбрать номер элеватора можно по номограммам (рис. 2.85 и 2.86).

α

3,4
3,3
3,2
3,1
3,0
2,9
2,8
2,7
2,6
2,5
2,4
2,3
2,2
2,1
2,0
1,9
1,8
1,7
1,6
1,5
1,4
1,3
1,2
1,1
1,0
0,9
0,8
0,7
0,6

$h, \text{м}$

5,0
4,0
3,0
2,0
1,0
0,9
0,8
0,7
0,6
0,5
0,4
0,3
0,2
0,1

z

Ключ

$\alpha \rightarrow h \rightarrow z \rightarrow G \rightarrow D/N^\circ$

$G, \text{т/ч}$

20,0
15,0
10,0
9,0
8,0
7,0
6,0
5,0
4,0
3,5
3,0
2,5
2,0
1,5
1,0
0,9
0,8
0,7
0,6
0,5
0,4

Номер
элевации

$D, \text{мм}$

60
55
50
45
40
35
30
29
28
27
26
25
24
23
22
21
20
19
18
17
16
15

7
6
5
4
3
2
1

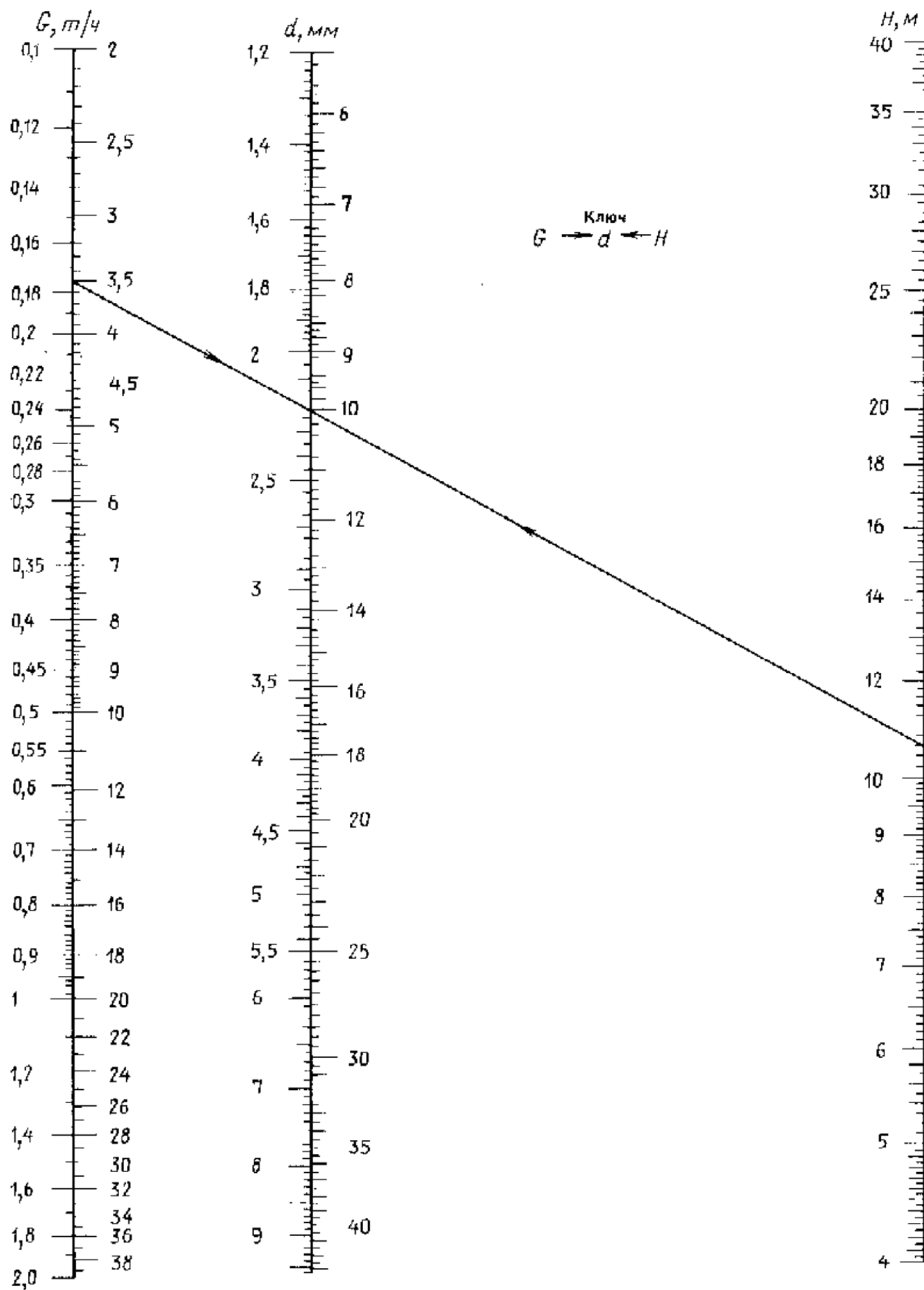


Рис. 2.85. Номограмма для определения диаметра камеры смешения и номера элеватора

Рис. 2.86. Номограмма для определения диаметра спила элеватора

2.7. КАЛОРИФЕРЫ

Калориферы предназначены для нагрева воздуха в системах вентиляции, воздушного отопления и в воздушно-тепловых завесах. Для нагрева воздуха в системах кондиционирования служат секции подогрева K_4 и базовые теплообменники кондиционеров K_1 .

По своему устройству калориферы подразделяются на *одноходовые* и *многоходовые*. Камеры *многоходовых* калориферов имеют поперечные перегородки, которые создают последовательное движение теплоносителя по трубкам, что повышает их теплотехнические показатели. В силу работы теплоносителя в многоходовых калориферах при значительных скоростях они менее подвержены замораживанию. Устанавливают многоходовые калориферы, как правило, с горизонтальным расположением трубок. При вертикальной установке многоходовых калориферов необходимо обеспечивать удаление воздуха из каждого хода, для чего в крышки каждой секции вваривают воздухопускные штуцеры и устанавливают на них краны.

Калориферные установки компонуются, как правило, из нескольких однотипных калориферов в один, два и, редко, в три ряда по ходу воздуха. Каждый ряд содержит от 1 до 10—12 калориферов, установленных в один или два этажа. Соседние калориферы в каждом ряду должны плотно без щелей прилегать один к другому своими корпусами или поверхностями нагрева с тем, чтобы нагреваемый воздух проходил только через живые сечения поверхностей нагрева калориферов. В случаях, когда по условиям присоединения подводки теплоносителя между калориферами невозможно их плотное прилегание один к другому, необходимо, чтобы зазоры между ними были перекрыты металлическими шитами.

По теплоносителю калориферы соединяют между собой *последовательно*, *параллельно* или *по смешанной схеме*, в которой имеется несколько параллельных групп последовательно соединенных калориферов. Наиболее рациональной (с точки зрения величины теплоотдачи) является *последовательная схема соединения*, поэтому ее применяют во всех случаях, когда гидравлические потери в установке не превышают располагаемого напора в системе перед установкой. При недостаточной величине рас-

полагаемого напора следует применять *смешанную схему*.

Для создания наиболее благоприятных условий циркуляции теплоносителя в калориферных установках и предотвращения замораживания трубок теплоноситель в одноходовых калориферах следует подавать, как правило, сверху вниз. Допускается подача теплоносителя снизу вверх при его скорости в трубках калорифера не ниже 0,25—0,3 м/с. Коэффициент теплопередачи калориферов можно определять по номограммам (рис. 2.87—2.89).

Калориферы КФС, КФБ, КВБ, КЗПП и К4ПП. В стальных пластинчатых одноходовых калориферах КФС и КФБ (сняты с производства) в качестве теплоносителя применяют пар и воду. Штуцер для входа теплоносителя расположен наверху, для выхода внизу (рис. 2.90). Стальные пластинчатые калориферы модели КВБ (см. рис. 2.90) представляют собой модификацию калориферов КФС. В отличие от калориферов КФС, имеющих коридорное расположение трубок для прохода теплоносителя, калориферы КВБ выполнены с коридорно-смещенным расположением трубок (оси трубок смещены по отношению одна к другой) на 0,5 диаметра, благодаря чему коэффициент теплопередачи у них выше на 10%. Габариты и поверхность нагрева калориферов КВБ соответствуют аналогичным данным для калорифера модели КФС. Изготавливает калориферы КВБ Московский электрремонтный завод.

Калориферы моделей КЗПП и К4ПП — это модификация калориферов КФС и КФБ, в которых изменены вспомогательные детали (рис. 2.91). Теплотехнические данные и коэффициенты теплопередачи калориферов КЗПП и К4ПП такие же, как и у КФС и КФБ. Рабочее давление теплоносителя пластинчатых одноходовых калориферов 0,8 МПа (8 кгс/см²). Основные размеры и теплотехнические данные пластинчатых одноходовых калориферов приведены в табл. 2.28—2.30.

Калориферы КФСО и КФБО. Стальные спирально-навивные калориферы КФСО и КФБО по сравнению с пластинчатыми калориферами имеют более высокие теплотехнические показатели (рис. 2.92). Калориферы выпускают одноходовыми, в качестве теплоносителей используются пар и вода. Рабочее давление теплоносителя 8 кгс/см² (0,8 МПа). Основные

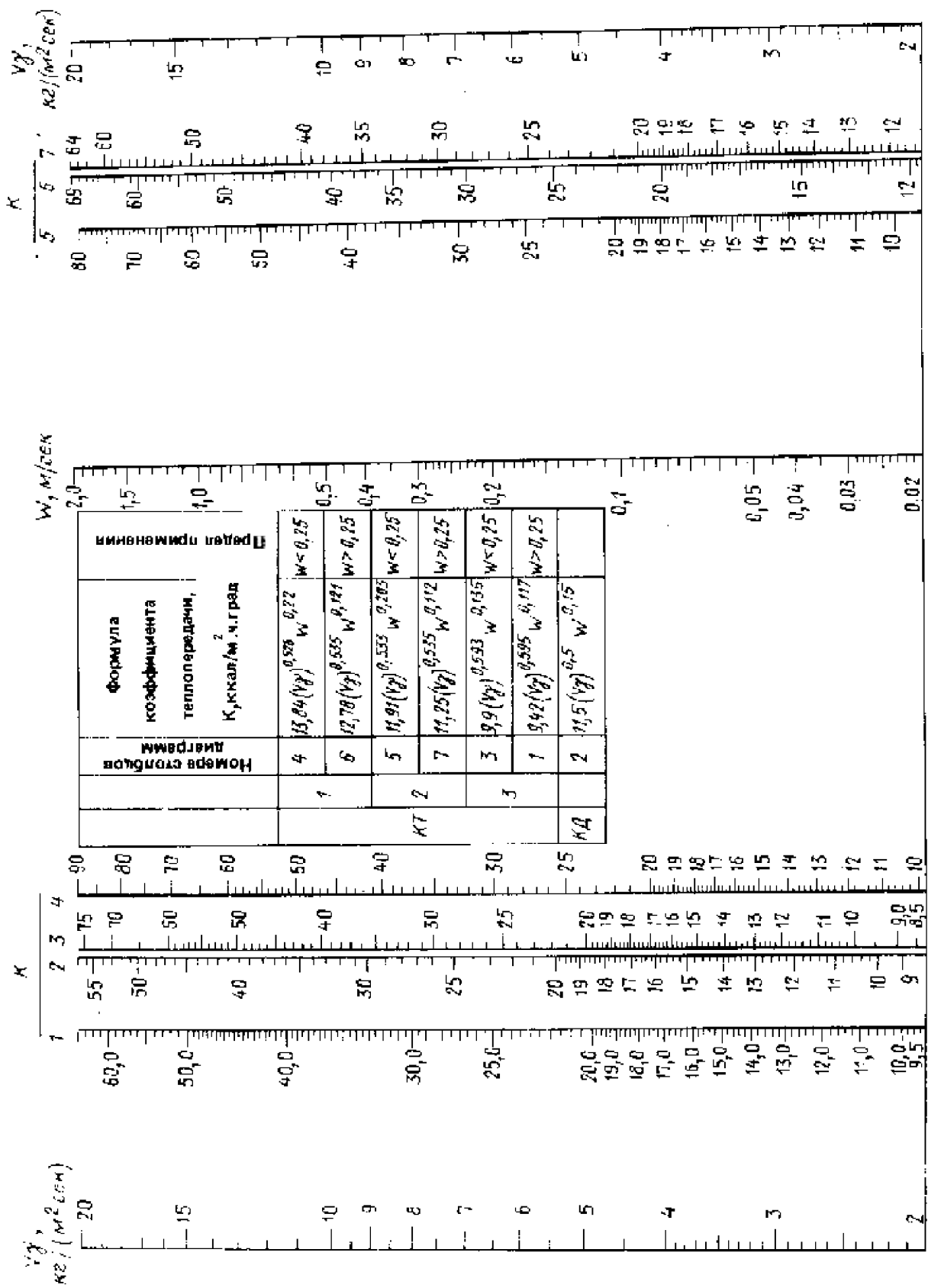


Рис. 2.87. Номограмма для определения коэффициента теплопередачи калориферов

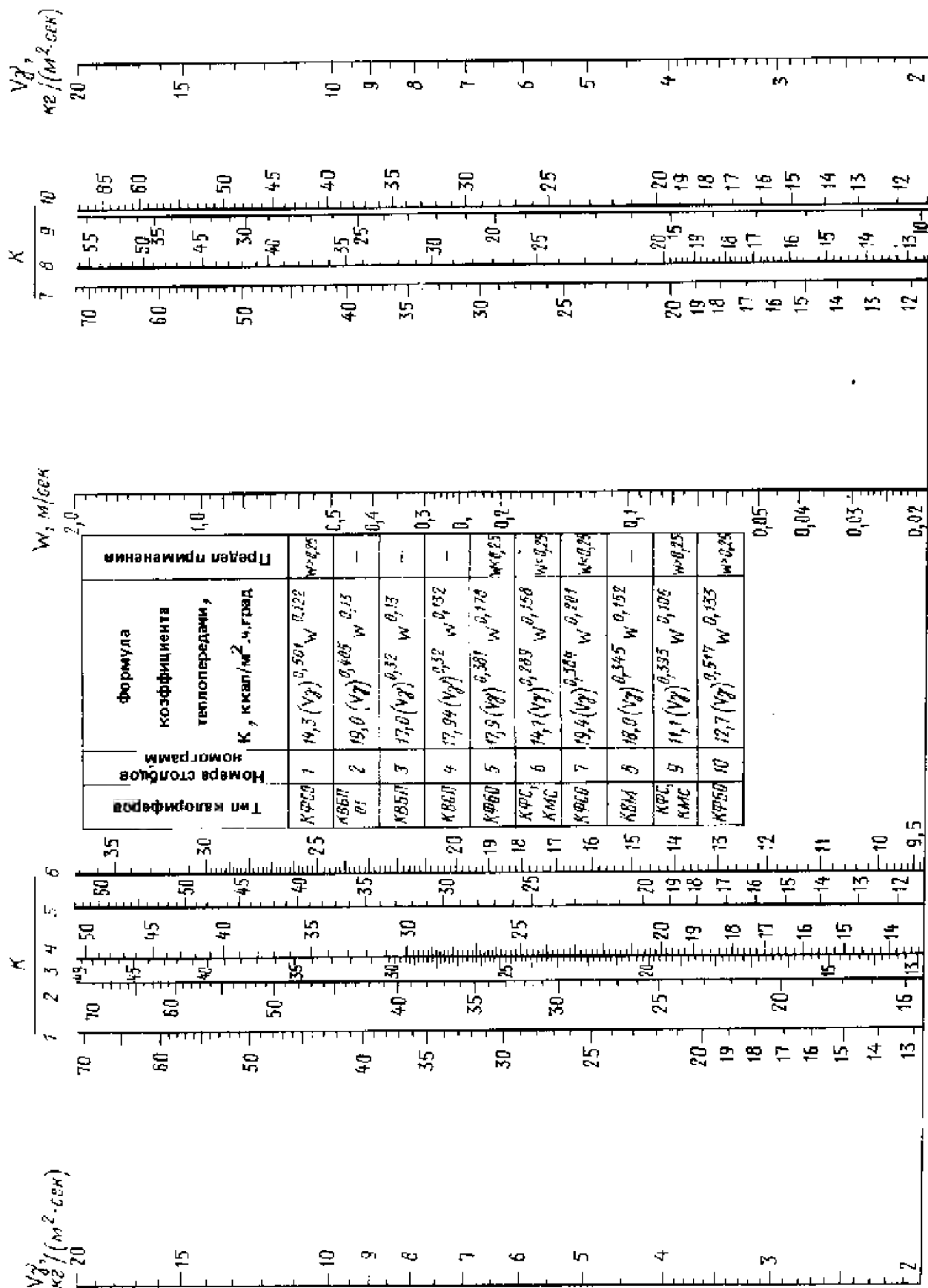


рис. 2.88. Номограмма для определения коэффициента теплопередачи теплообменника

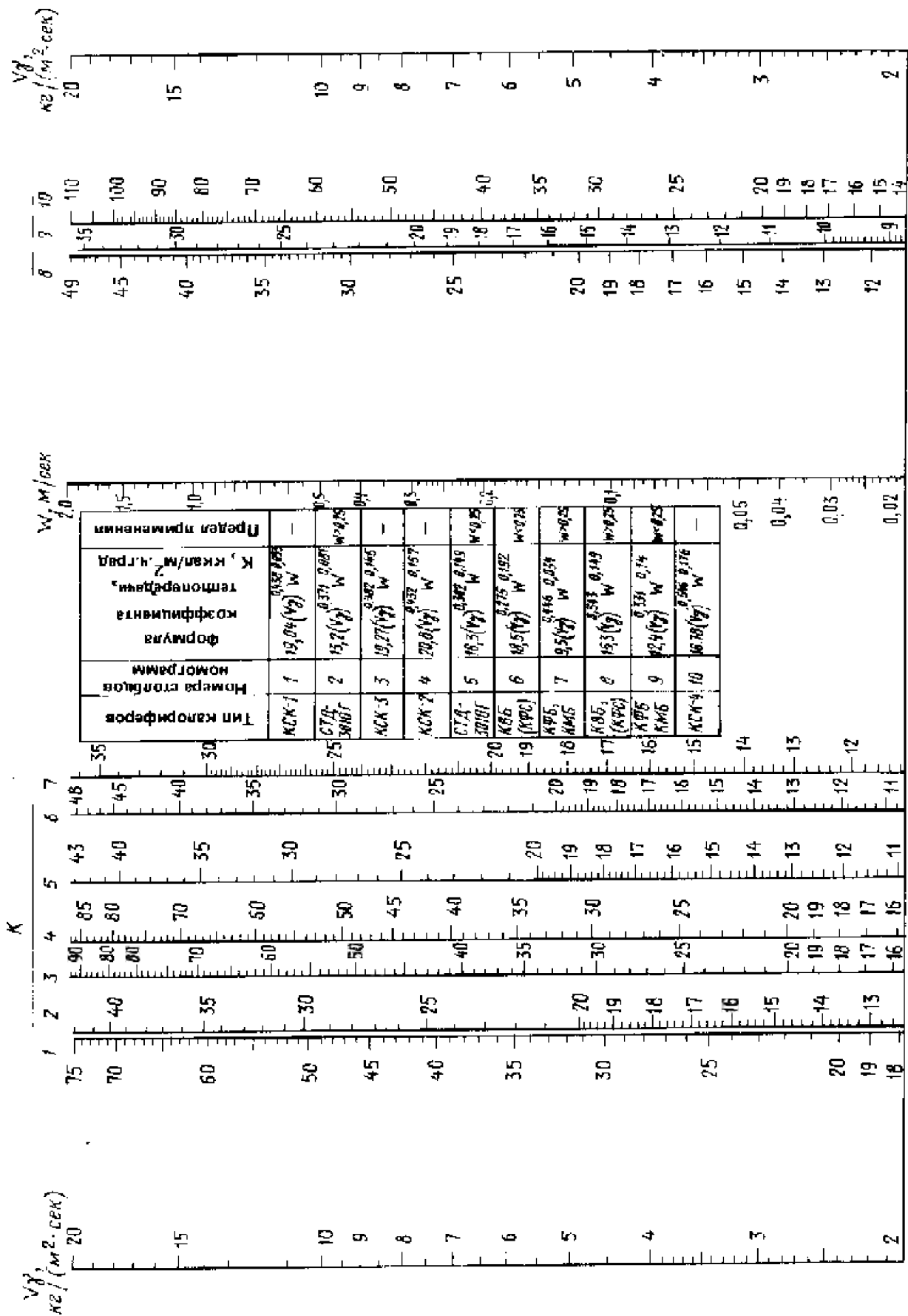


Рис. 2.89. Номограмма для определения коэффициента теплопередачи секций подогрева и базовых теплообменников кондиционеров

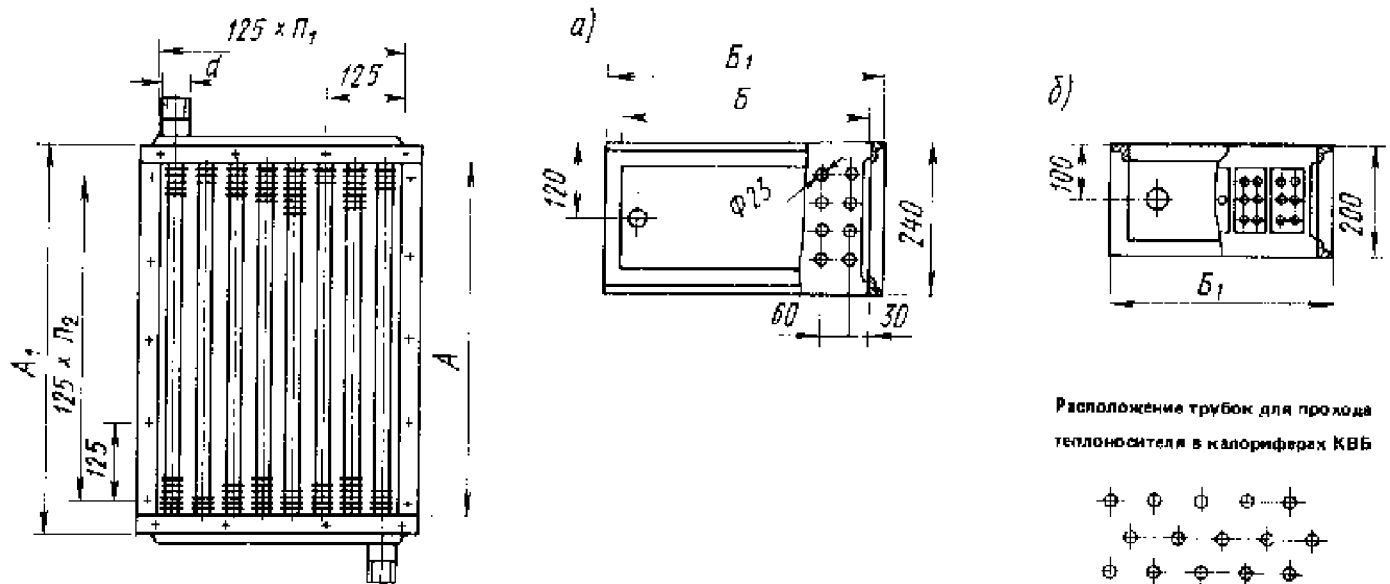


Рис. 2.90. Калориферы КФБ (а) и КФС (б)

Рис. 2.91. Калориферы К4ПП (а) и КЗПП (б)

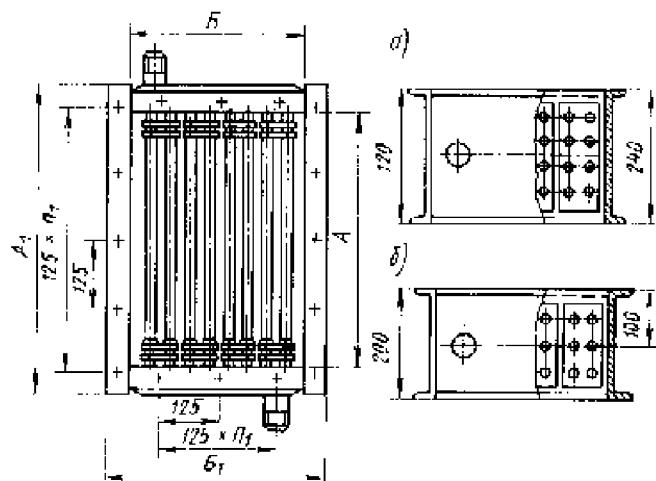


Таблица 2.28. РАЗМЕРЫ КАЛОРИФЕРОВ КФС, КФБ И КВБ, мм

Модель и номер калорифера	A	A ₁	B	B ₁	Трубная резьба штуцера, дюйм		n	n ₁
					КФС и КВБ	КФБ		
КФС-2, КФБ-2, КВБ-2	560	620	360	424	1 1/4	1 1/2	3	4
КФС-3, КФБ-3, КВБ-3	560	620	480	544	1 1/2	2	4	4
КФС-4, КФБ-4, КВБ-4	710	770	480	544	1 1/2	2	4	5
КФС-5, КФБ-5, КВБ-5	710	770	600	662	2	2	5	5
КФС-6, КФБ-6, КВБ-6	860	920	600	662	2	2	5	6
КФС-7, КФБ-7, КВБ-7	860	920	720	782	2 1/2	2 1/2	6	6
КФС-8, КФБ-8, КВБ-8	1010	1080	720	782	2 1/2	2 1/2	6	7
КФС-9, КФБ-9, КВБ-9	1010	1080	840	902	2 1/2	3	7	7
КФС-10, КФБ-10, КВБ-10	1160	1230	840	902	2 1/2	3	7	9
КФС-11, КФБ-11, КВБ-11	1160	1230	960	1032	3	3	8	9

Таблица 2.29. РАЗМЕРЫ КАЛОРИФЕРОВ КЗПП И К4ПП, мм

Номер калорифера	А	А	Б	В	Грубая резьба штуцера дюйм		n	n ₁
					КЗПП	К4ПП		
2	566	654	360	421	1 ¹ / ₄	1 ¹ / ₂	2	4
3	566	654	480	541	1 ¹ / ₂	2	3	4
4	716	804	480	541	1 ¹ / ₂	2	3	5
5	716	804	600	667	2	2	4	5
6	866	954	600	667	2	2	4	7
7	866	954	720	787	2 ¹ / ₂	2 ¹ / ₂	5	7
8	1016	1104	720	787	2 ¹ / ₂	2 ¹ / ₂	5	8
9	1016	1104	840	907	2 ¹ / ₂	2 ¹ / ₂	6	8
10	1066	1254	840	907	2 ¹ / ₂	2 ¹ / ₂	6	9
11	1166	1254	960	1037	2 ¹ / ₂	2 ¹ / ₂	7	9

Таблица 2.30. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КАЛОРИФЕРОВ КФС, КФБ, КВБ, КЗПП И К4ПП

Номер калорифера	Площадь поверхности нагрева, м ²		Живое сечение, м ³		
	КФС, КВБ и КЗПП	КФБ и К4ПП	по воздуху V_0	по теплоносителю V_1	
				КФС, КВБ и КЗПП	КФБ и К4ПП
2	9,9	12,7	0,115	0,0040	0,0061
3	13,2	16,9	0,154	0,0061	0,0082
4	16,7	21,3	0,195	0,0061	0,0082
5	20,9	26,8	0,244	0,0076	0,0102
6	25,3	32,4	0,295	0,0076	0,0102
7	30,4	38,9	0,353	0,0092	0,0122
8	35,7	45,7	0,416	0,0092	0,0122
9	41,6	53,3	0,486	0,0107	0,0143
10	47,8	61,2	0,558	0,0107	0,0143
11	54,6	69,9	0,638	0,0122	0,0163

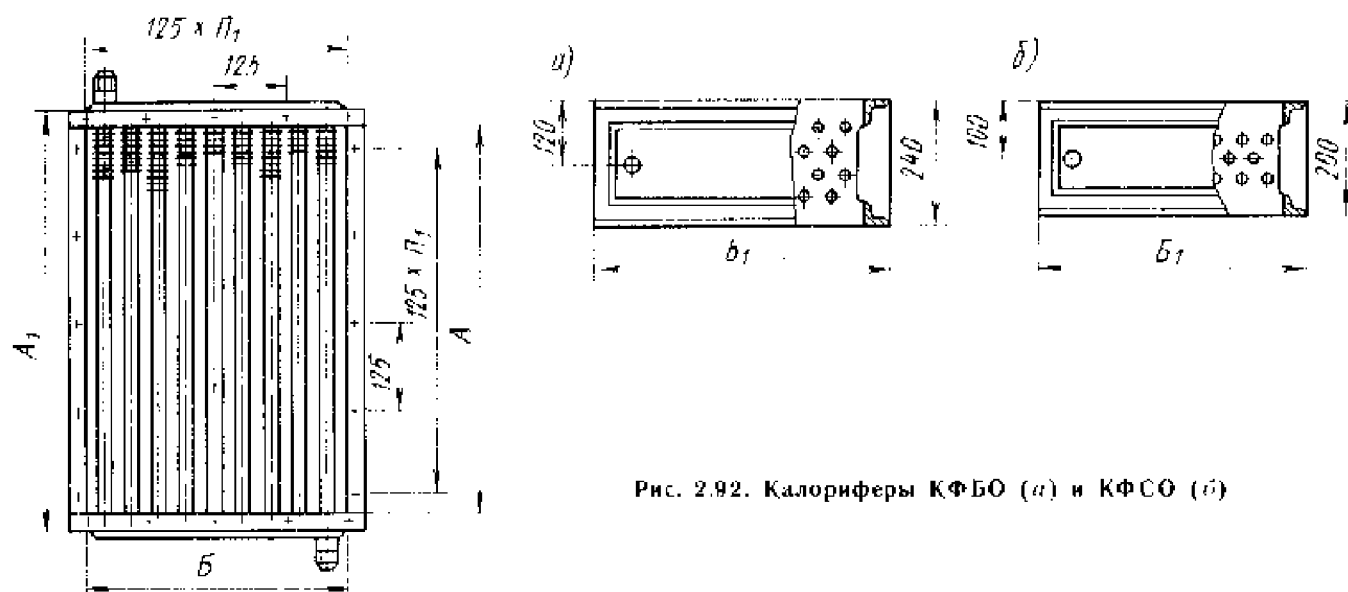


Рис. 2.92. Калориферы КФБО (а) и КФСО (б)

Таблица 2.31. РАЗМЕРЫ КАЛОРИФЕРОВ КФСО И КФБО, ММ

Модель и номер калорифера	А	А ₁	В		В ₁	Трубины резьба диаметра, дюйм		n ₁	n ₂
			КФСО	КФБО		КФСО	КФБО		
КФСО-2, КФБО-2	560	624	360	360	412	1 ¹ / ₂	1 ¹ / ₂	3	4
КФСО-3, КФБО-3	560	624	494	454	532	1 ¹ / ₂	2	4	4
КФСО-4, КФБО-4	710	780	494	454	532	1 ¹ / ₂	2	4	5
КФСО-5, КФБО-5	710	780	624	584	662	2	2	5	5
КФСО-6, КФБО-6	860	924	624	584	662	2	2	5	6
КФСО-7, КФБО-7	860	924	720	720	782	2 ¹ / ₂	2 ¹ / ₂	6	6
КФСО-8, КФБО-8	1010	1080	720	720	782	2 ¹ / ₂	2 ¹ / ₂	6	7
КФСО-9, КФБО-9	1010	1080	840	840	902	2 ¹ / ₂	3	7	7
КФСО-10, КФБО-10	1160	1230	840	840	902	2 ¹ / ₂	3	7	9
КФСО-11, КФБО-11	1160	1230	970	926	1032	3	3	8	9

Таблица 2.32. ТЕХНИЧЕСКИЕ
ХАРАКТЕРИСТИКИ КАЛОРИФЕРОВ
КФСО

Модель и номер калорифера	Площадь поверхности обогрева, м ²	Живое сечение, м ²	
		по воздуху I _в	по теплоносителю I _т
КФСО-2	9,77	0,0913	0,0061
КФСО-3	13,43	0,120	0,0084
КФСО-4	17,06	0,153	0,0084
КФСО-5	21,71	0,167	0,0107
КФСО-6	26,29	0,227	0,0107
КФСО-7	30,05	0,271	0,0122
КФСО-8	35,28	0,318	0,0122
КФСО-9	41,89	0,375	0,0145
КФСО-10	48,22	0,431	0,0145
КФСО-11	55,84	0,497	0,0168

Таблица 2.33. ТЕХНИЧЕСКИЕ
ХАРАКТЕРИСТИКИ КАЛОРИФЕРОВ
КФБО

Модель и номер калорифера	Площадь поверхности обогрева, м ²	Живое сечение, м ²	
		по воздуху I _в	по теплоносителю I _т
КФБО-2	13,02	0,0913	0,0081
КФБО-3	16,28	0,112	0,0110
КФБО-4	20,68	0,143	0,0110
КФБО-5	26,88	0,182	0,0132
КФБО-6	32,55	0,229	0,0132
КФБО-7	40,06	0,271	0,0163
КФБО-8	47,04	0,318	0,0163
КФБО-9	55,86	0,375	0,0193
КФБО-10	64,29	0,431	0,0193
КФБО-11	71,06	0,475	0,0213

размеры и теплотехнические данные калориферов КФСО и КФБО приведены в табл. 2.31-2.33.

Калориферы КМС, КМБ, КЗВП и К4ВП. Многоходовые стальные пластинчатые калори-

феры КМС и КМБ имеют соответственно три и четыре ряда трубок для прохода теплоносителя (рис. 2.93). Расположение трубок - коридорное, теплоноситель - вода, рабочее давление теплоносителя 8 кгс/см² (0,8 МПа). Ка-

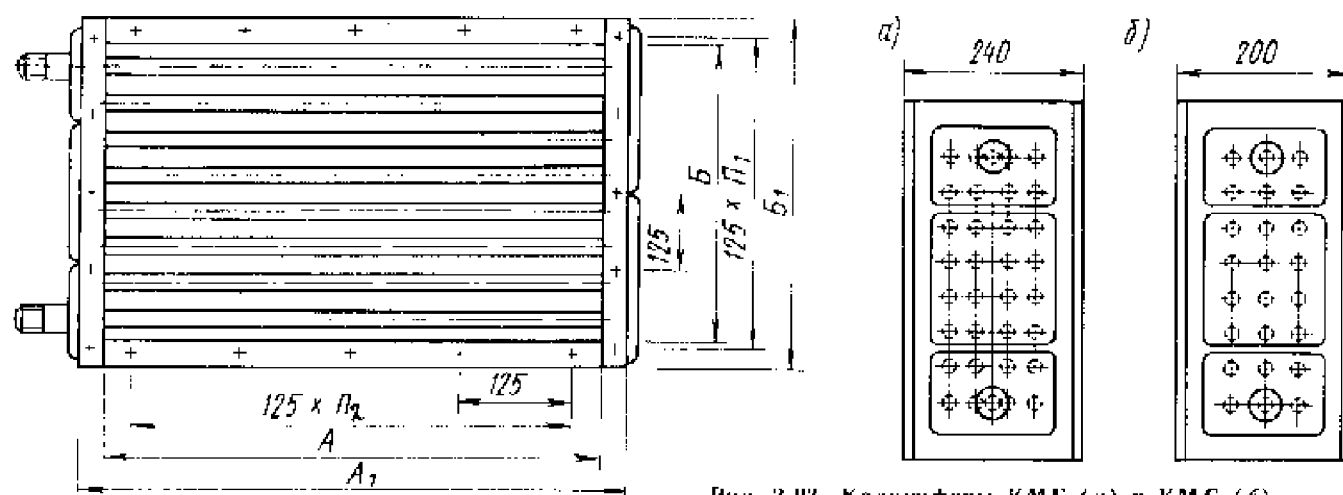


Рис. 2.93. Калориферы КМБ (а) и КМС (б)

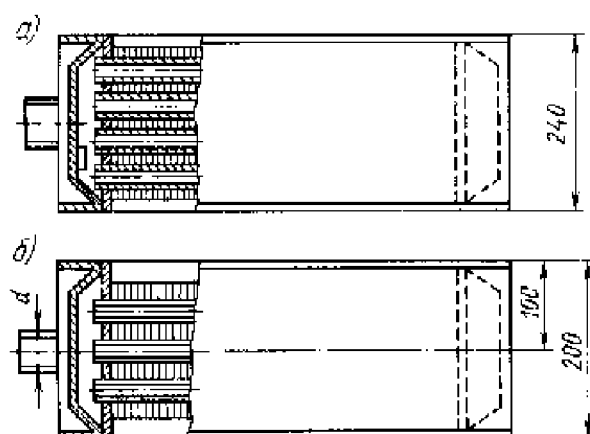
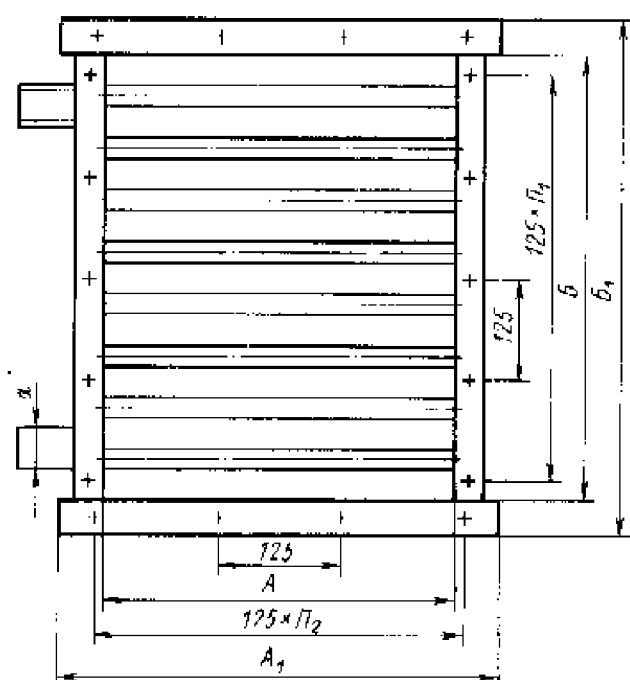


Рис. 2.94. Калориферы К4ВП (.) и КЗВП (.)

калориферы КЗВП и К4ВП (рис. 2.94) представляют собой модификацию пластинчатых калориферов КМС и КМБ и отличаются от последних числом ходов теплоносителя (за исклю-

Таблица 2.34. РАЗМЕРЫ КАЛОРИФЕРОВ КМС И КМБ, мм

Модель и номер калорифера	A	A ₁	B	B ₁	Грубая резьба штуцера, дюйм		n ₁	n ₂
					КМС	КМБ		
КМС-2, КМБ-2	560	624	360	412	1 1/4	2	3	4
КМС-3, КМБ-3	560	624	480	532	1 1/2	2	4	4
КМС-4, КМБ-4	710	774	480	532	1 1/2	2	4	5
КМС-5, КМБ-5	710	774	600	666	2	2	5	5
КМС-6, КМБ-6	860	924	600	666	2	2	5	6
КМС-7, КМБ-7	860	924	720	786	2 1/2	2 1/2	6	6
КМС-8, КМБ-8	1010	1074	720	786	2 1/2	2 1/2	6	7
КМС-9, КМБ-9	1010	1074	840	906	2 1/2	2 1/2	7	7
КМС-10, КМБ-10	1160	1224	840	906	2 1/2	2 1/2	7	9
КМС-11, КМБ-11	1160	1224	960	1032	3	3	8	9

Таблица 2.35. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КАЛОРИФЕРОВ КМС И КМБ

Номер калорифера	Площадь поверхности нагрева, м ²		Живое сечение, м ²			Число ходов по теплообменнику
			по воздуху l _в	по теплоносителю l _т		
	КМС	КМБ			КМС	
2	9,9	12,7	0,115	0,00114	0,00152	4
3	13,2	16,9	0,154	0,00102	0,00135	6
4	16,7	21,4	0,195	0,00102	0,00135	6
5	20,9	26,8	0,244	0,00095	0,00127	8
6	25,3	32,4	0,295	0,00095	0,00127	8
7	30,4	38,9	0,354	0,00114	0,00152	8
8	35,7	45,7	0,416	0,00114	0,00152	8
9	41,6	53,3	0,486	0,00133	0,00178	8
10	47,8	61,2	0,558	0,00133	0,00178	8
11	54,6	69,9	0,638	0,00152	0,00203	8

Таблица 2.36. РАЗМЕРЫ КАЛОРИФЕРОВ КЗВП И К4ВП, ММ

Модель и номер калорифера	А	А ₁	В	Б	Трубая резьба штуцера, дюйм		а ₁	а ₂
					КЗВП	К4ВП		
КЗВП-2, К4ВП-2	566	654	357	421	1	1	2	4
КЗВП-3, К4ВП-3	566	654	477	541	1	1	3	4
КЗВП-4, К4ВП-4	716	804	477	541	1	1	3	5
КЗВП-5, К4ВП-5	716	804	603	667	1 1/4	1 1/2	4	5
КЗВП-6, К4ВП-6	866	954	603	667	1 1/4	1 1/2	4	6
КЗВП-7, К4ВП-7	866	954	723	787	1 1/4	1 1/2	5	6
КЗВП-8, К4ВП-8	1016	1104	723	787	1 1/4	1 1/2	5	8
КЗВП-9, К4ВП-9	1016	1104	843	907	1 1/2	2	6	8
КЗВП-10, К4ВП-10	1166	1254	843	907	2	2	6	8
КЗВП-11, К4ВП-11	1166	1254	973	1037	2	2	7	8

Таблица 2.37. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КАЛОРИФЕРОВ КЗВП И К4ВП

Номер калорифера	Площадь поверхности нагрева, м ²		Жидкое сечение, м ²			Число ходов по теплоносителю
			по воздуху <i>f_а</i>	по теплоносителю <i>f</i>		
	КЗВП	К4ВП			КЗВП	
2	9,9	12,7	0,115	0,00076	0,00102	6
3	13,2	16,9	0,154	0,00076	0,00102	8
4	16,7	21,4	0,195	0,00076	0,00102	8
5	20,9	26,8	0,244	0,00096	0,00127	8
6	25,3	32,4	0,295	0,00096	0,00127	8
7	30,4	38,9	0,354	0,00114	0,00153	8
8	35,7	45,7	0,416	0,00114	0,00153	8
9	41,6	53,3	0,486	0,00178	0,00237	6
10	47,8	61,2	0,558	0,00178	0,00237	6
11	54,6	69,9	0,638	0,00203	0,00271	6

чением калориферов № 5, 6, 7 и 8) и вспомогательными деталями (уменьшен диаметр патрубков, предусмотрены схемные боковые щитки и т.д.). Основные размеры и технические характеристики калориферов КМС, КМБ, КЗВП и К4ВП приведены в табл. 2.34–2.37, коэффициент теплопередачи этих калориферов определяют по тем же таблицам, что и калориферов КФС и КФБ.

Калориферы СТД 3010Г. Многоходовые стальные пластинчатые калориферы СТД 3010Г (рис. 2.95) выпускают только большой модели Б. Нагревательный элемент калориферов состоит из плоскоовальных трубок для прохода теплоносителя с посаженными на них стальными пластинами толщиной 0,5 мм. Калориферы СТД 3010Г Б 14 для облегчения транспортировки выполнены из двух частей, соединяемых на месте монтажа в один калорифер. Каждая часть имеет самостоятельные входной и выходной патрубки. Теплоноситель — вода с рабочим давлением до 8 кгс/см² (0,8 МПа).

Основные размеры и технические характеристики калориферов СТД 3010Г приведены в табл. 2.38–2.39.

Калориферы КВБ-П-01. Многоходовые стальные пластинчатые калориферы КВБ-П-01 (рис. 2.96) выпускаются с четырьмя ходами по движению теплоносителя. Нагревательный элемент калориферов представляет собой стальные плоскоовальные трубки для прохода теплоносителя с посаженными на них стальными гофрированными пластинами толщиной 0,5 мм. Большая поверхность контакта пластин с греющими трубками и гофрировка поверхности пластин, вызывающая турбулизацию воздуха потока, способствующая улучшению теплотехнических качеств этого типа калориферов и увеличению коэффициента теплопередачи.

Калориферы КВБ-П-01 моделей Б-11 и Б-12 сконструированы из двух частей, соединяемых на месте монтажа в один калорифер. Каждая часть этих калориферов имеет самостоятельные входной и выходной патрубки. В каче-

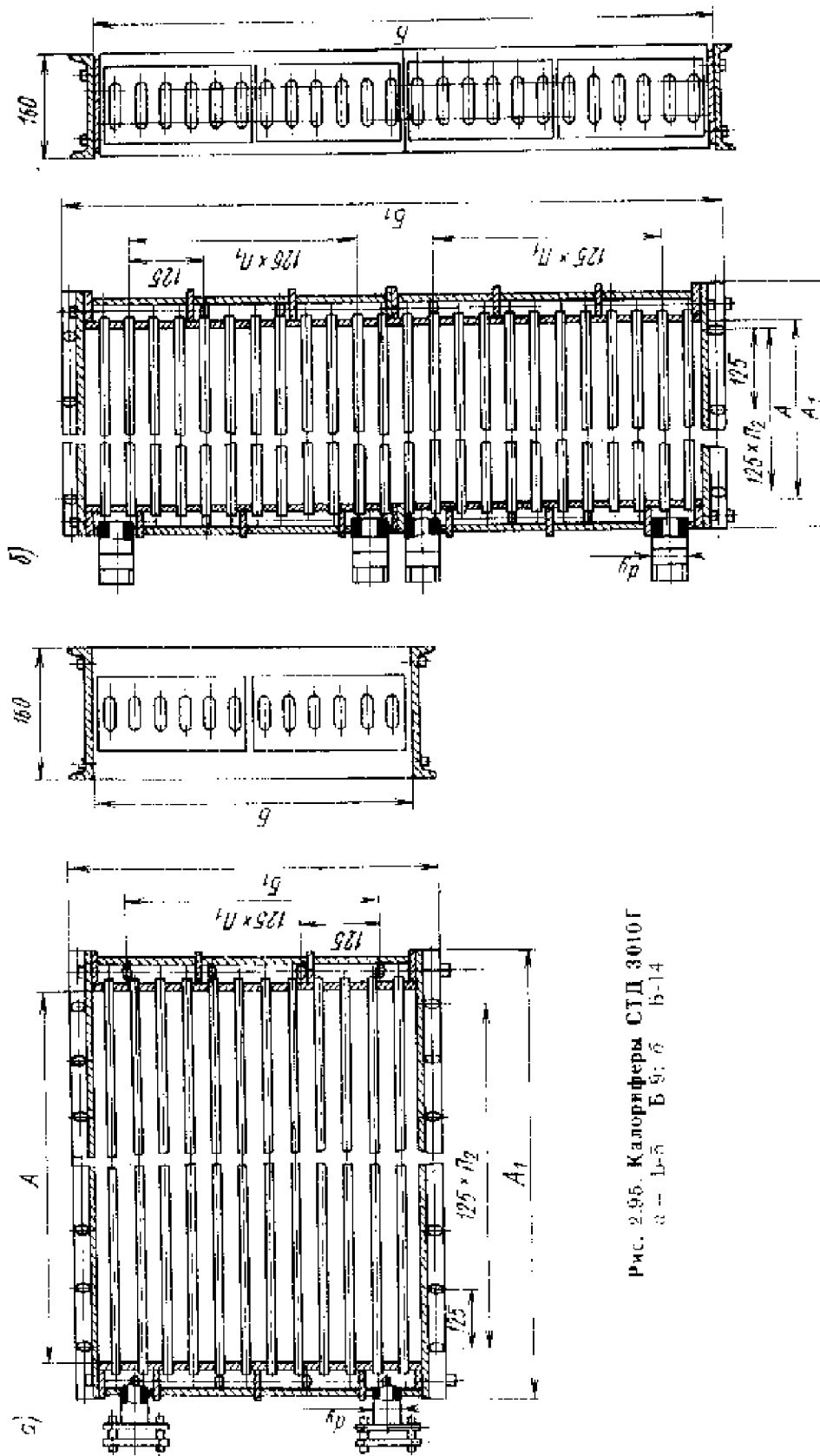


Рис. 2.95. Калориферы STD 3010G
а — Б-5 Б-9; б — Б-14

Таблица 2.38. РАЗМЕРЫ КАЛОРИФЕРОВ
STD 3010G

Модель и номер калорифера	A	A ₁	Б	Б ₁	Трубиная резьба штуцера дюйм	n	m	Модель и номер калорифера	Площадь поверхности нагрева, F, м ²	Живое сечение, м ²		Среднее значение по длине, м
										по разд. 5	по теплотех. разд. 7	
Б-5	710	790	600	658	1 1/4	4	5	Б-5	26,1	0,272	0,001	8
Б-7	850	940	720	786	2	5	6	Б-7	29,1	0,288	0,0012	8
Б-8	1010	1090	720	786	2	6	8	Б-8	34,3	0,457	0,0016	6
Б-9	1010	1090	840	906	2	6	8	Б-9	40,5	0,533	0,0019	6
Б-14	1450	1540	1080	1154	2	3+4	11	Б-14	74,2	0,99	0,0024	6+6

Таблица 2.39. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КАЛОРИФЕРОВ
STD 3010G

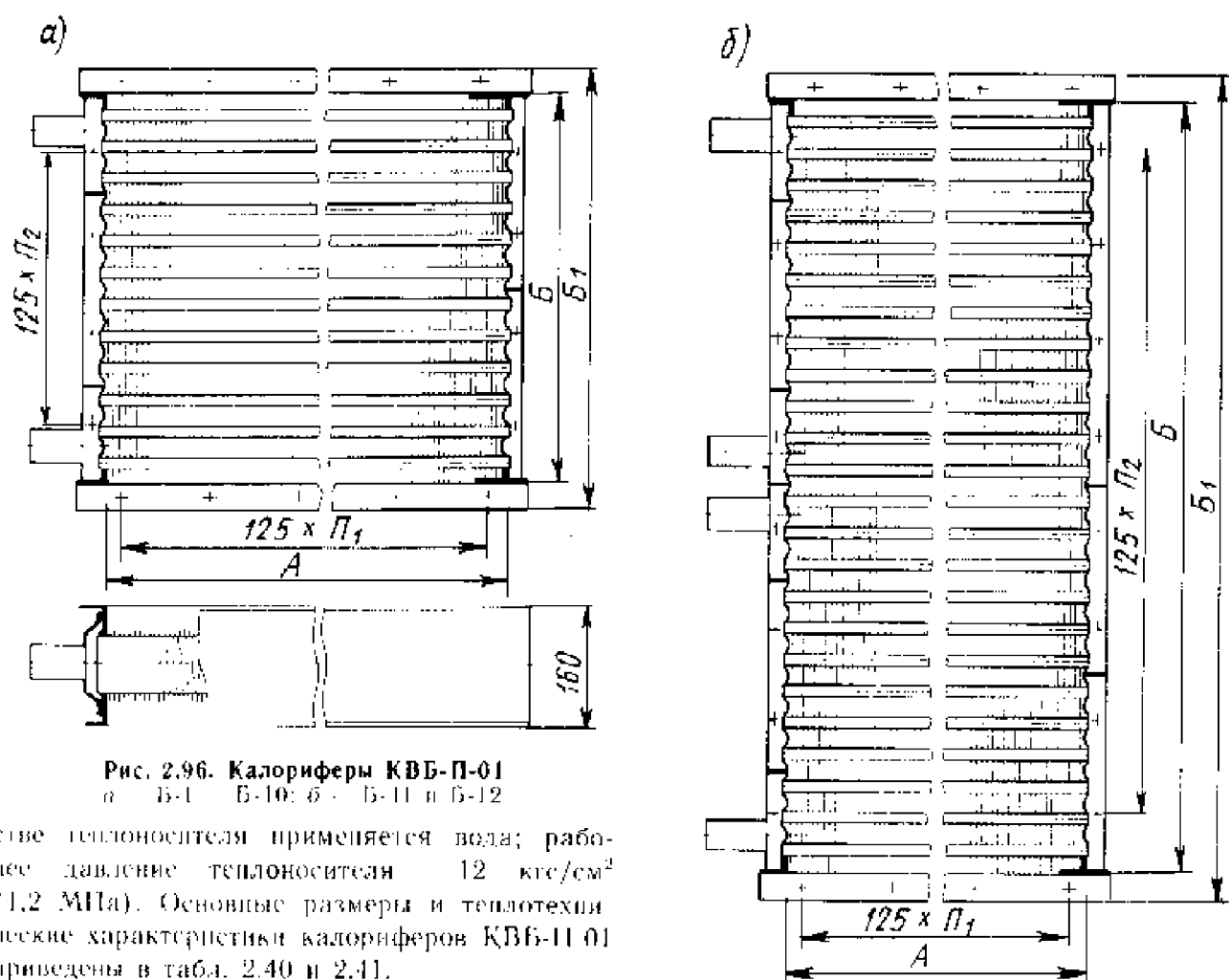


Рис. 2.96. Калориферы КВБ-П-01
а - Б-1 Б-10; б - Б-11 и Б-12

стве теплоносителя применяется вода; рабочее давление теплоносителя 12 кгс/см² (1,2 МПа). Основные размеры и теплотехнические характеристики калориферов КВБ-П-01 приведены в табл. 2.40 и 2.41.

Таблица 2.40 РАЗМЕРЫ КАЛОРИФЕРОВ КВБ-П-01 ММ

Номер калорифера	А	Б	Б ₁	Трубная резьба штуцера, дюйм	п ₁	п ₂	Номер калорифера	А	Б	Б ₁	Трубная резьба штуцера, дюйм	п ₁	п ₂
1	538	378	450	1 1/4	4	2	7	663	503	575	1 1/2	5	3
2	663	378	450	1 1/4	5	2	8	788	503	575	1 1/2	6	3
3	788	378	450	1 1/4	6	2	9	913	503	575	1 1/2	7	3
4	919	378	450	1 1/4	7	2	10	1163	503	575	1 1/2	9	3
5	1163	378	450	1 1/4	9	2	11	1663	1003	1075	1 1/2	13	7
6	1338	503	575	1 1/2	4	3	12	1663	1503	1575	2	13	11

Таблица 2.41. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КАЛОРИФЕРОВ КВБ-П-01

Номер калорифера	Площадь поверхности нагрева F, м ²	Живое сечение, м ²		Номер калорифера	Площадь поверхности нагрева F, м ²	Живое сечение, м ²	
		по воздуху f _в	по теплоносителю f			по воздуху f _в	по теплоносителю f
1	9,54	0,1248	0,0012	7	15,73	0,2046	0,0016
2	11,80	0,1538	0,0012	8	18,75	0,2432	0,0016
3	14,06	0,1827	0,0012	9	21,74	0,2918	0,0016
4	16,30	0,2118	0,0012	10	24,70	0,3590	0,0016
5	20,73	0,2697	0,0012	11	79,20	1,0207	2,0,0016
6	12,73	0,1660	0,0016	12	118,20	1,5337	2 0,0024

Калориферы КВМ-П, КВС-П и КВБ-П. Многоходовые стальные пластинчатые калориферы КВМ-П, КВС-П и КВБ-П (рис. 2.97) имеют четыре хода по движению теплоносителя. Нагревательный элемент калориферов представляет собой стальные круглые трубки с посаженными на них стальными гофрированными пластинами толщиной 0,4 мм. Калориферы КВМ-П, КВС-П и КВБ-П имеют соответственно 2, 3 и 4 ряда трубок, расположенных со смещением на 0,5 диаметра по ходу воздуха; глубина этих калориферов соответственно равна 140, 180 и 220 мм. В качестве теплоносителя применяется вода с температурой до 150 °С. Рабочее давление теплоносителя 12 кгс/см² (1,2 МПа). Основные размеры и теплотехни-

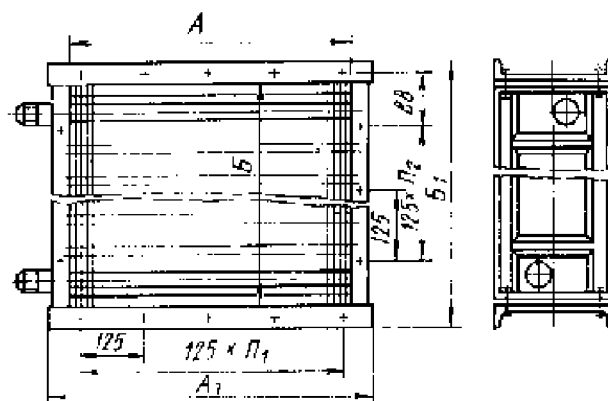


Рис. 2.97. Калориферы КВМ-П, КВС-П и КВБ-П
 ческие характеристики калориферов КВМ-П, КВС-П и КВБ-П приведены в табл. 2.42-2.43.

Таблица 2.42. РАЗМЕРЫ КАЛОРИФЕРОВ КВМ-П, КВС-П, КВБ-П, мм

Номер калорифера	А	А ₁	Б	Б ₁	Трубный резьба, штуцера, дюйм		n	n ₁
					КВМ-П	КВС-П, КВБ-П		
1	530	610	378	450	1	1 1/4	4	2
2	655	735	378	450	1	1 1/4	5	2
3	780	860	378	450	1	1 1/4	6	2
4	905	985	378	450	1	1 1/4	7	2
5	1155	1235	378	450	1	1 1/4	9	2
6	530	610	503	575	1	1 1/4	4	3
7	655	735	503	575	1	1 1/4	5	3
8	780	860	503	575	1	1 1/4	6	3
9	905	985	503	575	1	1 1/4	7	3
10	1155	1235	503	575	1	1 1/4	9	3
11	1655	1735	1003	1075	1 1/2	2	13	7
12	1655	1735	1503	1575	1 1/2	2	13	1

Таблица 2.43. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КАЛОРИФЕРОВ КВМ-П, КВС-П И КВБ-П

Номер калорифера	Площадь поверхности нагрева F, м ²			Жидкое сечение, м ³				
	КВМ	КВС	КВБ	по воздуху f _в		по теплоносителю f _т		
				КВМ	КВС и КВБ	КВМ	КВС	КВБ
1	4,91	8,55	11,38	0,107	0,105	0,579	0,869	1,159
2	6,06	10,62	14,21	0,132	0,129	0,579	0,869	1,159
3	7,20	12,70	16,86	0,157	0,154	0,579	0,869	1,159
4	8,35	14,67	19,48	0,182	0,179	0,579	0,869	1,159
5	10,71	18,81	25,00	0,232	0,228	0,579	0,869	1,159
6	6,04	11,40	15,14	0,142	0,139	0,772	1,159	1,544
7	8,07	14,16	18,81	0,175	0,172	0,772	1,159	1,544
8	9,62	16,92	22,44	0,209	0,206	0,772	1,159	1,544
9	11,13	19,56	26,00	0,242	0,238	0,772	0,722	1,544
10	14,30	25,08	33,34	0,309	0,303	0,772	1,159	1,544
11	41,10	72,00	95,63	0,883	0,867	1,544	2,316	3,089
12	61,80	108,00	143,60	1,323	1,299	2,316	3,474	4,632

Калориферы КСк. Нагревательным элементом многоходовых биметаллических калориферов КСк (рис. 2.98) является шахматный пучок спирально-накатных биметаллических трубок. Каждый элемент теплопередающей поверхности состоит из двух трубок, насаженных

одна на другую. Внутренняя труба — стальная размером $16 \times 1,2$ мм, наружная алюминиевая размером 27×5 мм. На алюминиевой трубке имеется накатное спиральное ребрение. Наружный диаметр ребрения 39 мм, шаг между ребрами 3 мм.

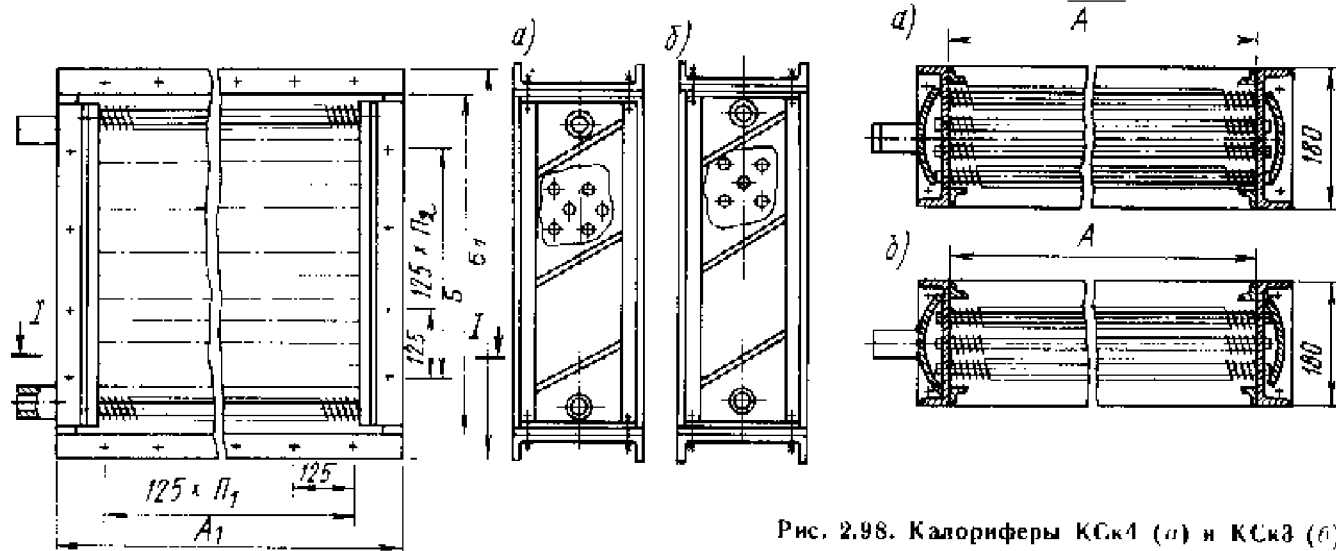


Рис. 2.98. Калориферы КСк4 (а) и КСк3 (б)

Таблица 2.44. ОСНОВНЫЕ РАЗМЕРЫ КАЛОРИФЕРОВ КСк3 и КСк4, мм

Номер калорифера	Модель калорифера (индекс)	A	A	Б	б.	Трубиан резьба штуцера дюйм	n ₁	n ₂
6	КСк3-6-01, КСк4 6-01	538	602	503	575	1	4	3
7	КСк3-7-01, КСк4-7-01	663	727	503	575	1	5	3
8	КСк3-8-01, КСк4-8-01	788	852	503	575	1	6	3
9	КСк3-9-01, КСк4-9-01	913	977	503	575	1	7	3
10	КСк3-10-01, КСк4-10-01	1163	1277	503	575	1	9	3
11	КСк3-11-01, КСк3-12-01	1663	1727	1003	1075	1 1/2	13	7
12	КСк3-12-01, КСк4 12-01	1663	1727	1303	1575	2	13	11

Таблица 2.45. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КАЛОРИФЕРОВ КСк3 и КСк4

Номер калорифера	Площадь поверхности нагрева F, м²		Живое сечение, м²			Число доходов или теплоносителя
			по воздуху t _в	по теплоносителю t _т		
	КСк3	КСк4			КСк3	
6	10,85	14,26	0,111	0,00085	0,00111	6
7	13,37	17,57	0,137	0,00085	0,00111	6
8	15,89	20,88	0,163	0,00085	0,00111	6
9	18,41	24,19	0,189	0,00085	0,00111	6
10	23,45	30,82	0,24	0,00085	0,00111	6
11	68,01	90,04	0,685	0,00129	0,00171	8
12	102,5	130,02	1,027	0,00194	0,00258	8

Калориферы КСк сконструированы четырех моделей по 12 типоразмерам для каждой, с одним, двумя, тремя и четырьмя рядами трубок по ходу воздуха. Присоединительные размеры калориферов выполнены с одним шагом 125 мм, что позволяет обеспечить сборку калориферной установки необходимого размера по высоте и длине, производительностью по воздуху до 500 тыс. м³/ч. Теплоноситель — вода с температурой до 150 °С и рабочим давлением до 12 кгс/см² (1,2 МПа). Основные размеры и тепло-технические характеристики калориферов КСк приведены в табл. 2.44 и 2.45.

Секции подогрева кондиционеров КД. Воздухонагреватели для кондиционеров типа КД (рис. 2.99) выпускались Харьковским заводом «Кондиционер» девяти типоразмеров одно-, двух- и трехрядного исполнения. Секции подогрева типа КД нашли широкое применение также в отопительно-вентиляционных системах промышленных зданий в качестве калориферов для приточных установок и воздушных завес. Нагревательными элементами секций подогрева служат оцинкованные трубки, оребренные спирально-навитой стальной лентой. Перегородки в крышках трубных решеток обес-

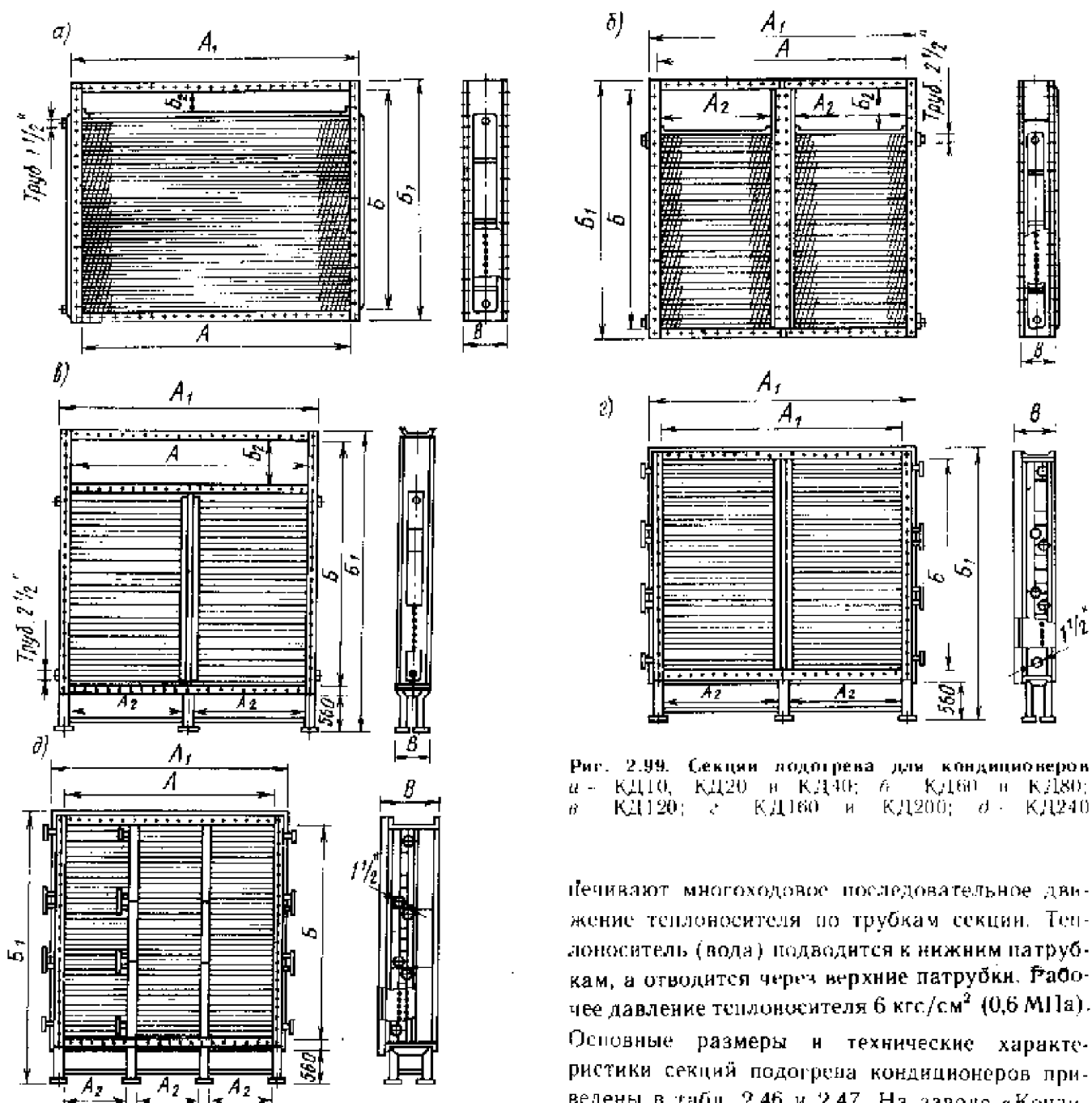


Рис. 2.99. Секции подогрева для кондиционеров а — КД10, КД20 и КД40; б — КД60 и КД80; в — КД120; г — КД160 и КД200; д — КД240

печивают многоходовое последовательное движение теплоносителя по трубкам секции. Теплоноситель (вода) подводится к нижним патрубкам, а отводится через верхние патрубки. Рабочее давление теплоносителя 6 кгс/см² (0,6 МПа). Основные размеры и технические характеристики секций подогрева кондиционеров приведены в табл. 2.46 и 2.47. На заводе «Конди-

Таблица 2.46. РАЗМЕРЫ СЕКЦИЙ ПОДОГРЕВА КОНДИЦИОНЕРОВ ТИПА Кд

Размеры, мм	Индекс секции подогрева								
	Кд 1017К, Кд 1018К, Кд 1019К	Кд 2017К, Кд 2018К, Кд 2019К	Кд 4017, Кд 4018, Кд 4019	Кд 6017, Кд 6018, Кд 6019	Кд 8017, Кд 8018, Кд 8019	Кд 12017, Кд 12018, Кд 12019	Кд 16023, Кд 16024	Кд 20023, Кд 20024	Кд 24023, Кд 24024
A	776	1536	2042	2577	3077	3077	4077	4077	4827
A ₁	850	1610	2126	2657	3157	3157	4157	4157	4907
A ₂	—	—	—	1202	1452	1487	1982	1982	2577
B	1300	1300	1796	2657	2657	3960	3960	4960	4960
B ₁	1374	1374	1876	2737	2737	4600	4600	5600	5600
B ₂	266	266	428	473	770	1086	—	—	—
B ₃	250	250	250	250	250	250	303	303	556

Таблица 2.47. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СЕКЦИЙ ПОДОГРЕВА КОНДИЦИОНЕРОВ Кд

Индекс секции подогрева	Число рядов труб по ходу воздуха	Площадь поверхности нагрева F , м ²	Живое сечение для прохода воздуха $f_{\text{ж}}$, м ²	Число ходов по теплоносителю	Число труб в одном ходе	Живое сечение одного хода для прохода теплоносителя f , м ²
Кд 1017К	1	13,57	0,353	12	2	0,00051
Кд 1018К	2	27,14	0,353	12	4	0,00102
Кд 1019К	3	40,71	0,353	12	6	0,00152
Кд 2017К	1	26,85	0,698	6	4	0,00102
Кд 2018К	2	53,70	0,698	6	8	0,00204
Кд 2019К	3	80,56	0,698	6	12	0,00306
Кд 4017	1	47,60	1,183	6	5	0,00127
					6	0,00152
Кд 4018	2	95,2	1,183	6	10	0,00254
					12	0,00304
Кд 4019	3	142,7	1,183	6	15	0,00381
					18	0,00456
Кд 6017	1	86,92	2,194	6	7	0,00178
					8	0,00203
					9	0,00229
Кд 6018	2	173,84	2,194	6	14	0,00356
					16	0,00406
					18	0,00458
Кд 6019	3	260,76	2,194	6	21	0,00534
					24	0,00610
					27	0,00687
Кд 8017	1	89,56	2,26	6	7	0,00178
Кд 8018	2	179,12	2,26	6	14	0,00356
Кд 8019	3	268,68	2,26	6	21	0,00534
Кд 12017	1	140,72	3,55	6	5	0,00137
					6	0,00152
Кд 12018	2	281,44	3,55	6	10	0,00254
					12	0,00304
Кд 12019	3	422,16	3,55	6	15	0,00381
					18	0,00456
Кд 16023	1	267,14	6,75	6	5	0,00127
					6	0,00152
Кд 16024	2	534,28	6,75	6	10	0,00254
					12	0,00304
Кд 20023	1	335,36	8,5	8	5	0,00127
				6	6	0,00152
				8	7	0,00178

Продолжение табл. 2.47

Индекс секции подогрева	Число рядов труб по ходу воздуха	Площадь поверхности нагрева F , м ²	Живое сечение для прохода воздуха f_a , м ²	Число ходов по теплоносителю	Число труб в одном ходе	Живое сечение одного хода для прохода теплоносителя f_n , м ²
Кл 20024	2	670,72	8,5	8	10	0,00254
				6	12	0,00304
				8	14	0,00356
Кл 24023	1	400,30	10,3	8	5	0,00127
				6	6	0,00152
				8	7	0,00178
Кл 24024	2	800,60	10,3	8	10	0,00254
				6	12	0,00304
				8	14	0,00356

ционер» освоено выпуск секций подогрева кондиционеров типа КД10А и КД20А (рис. 2.100). Воздухоподогреватели этих кондиционеров изготовлены с одним или двумя рядами труб; число ходов 4. Теплоноситель — вода с температурой до 160 °С и рабочим давлением до 12 кгс/см² (1,2 МПа). Основные размеры и технические характеристики секций подогрева КД10А и КД20А приведены в табл. 2.48.

Базовые теплообменники кондиционеров.

Центральные кондиционеры КТ30, КТ40, КТ60, КТ80, КТ120, КТ160, КТ200 и КТ250 заменили снятые с производства кондиционеры КД40, КД60, КД80, КД120, КД160, КД200, КД240. Воздух в кондиционерах типа КТ нагревается с помощью базовых многоходовых теплообменников двух типоразмеров: односторонних и полусторонних (рис. 2.101). Нагревательными

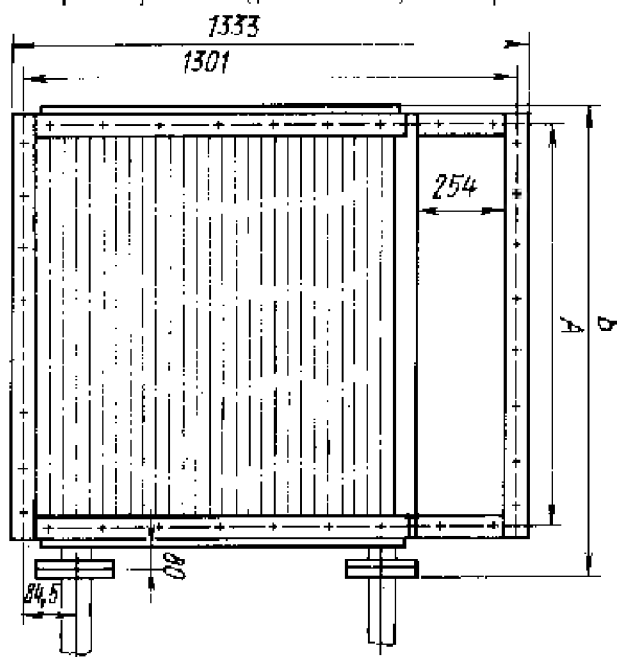
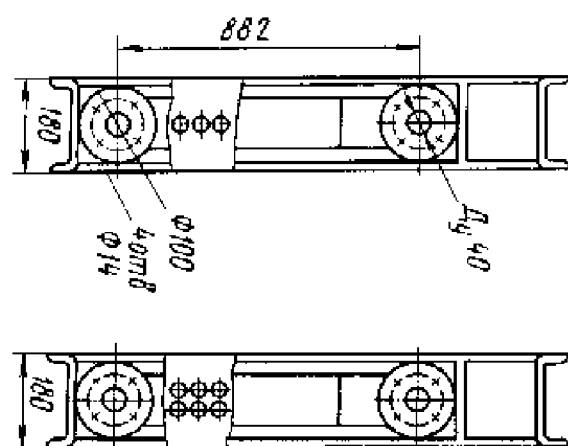


Рис. 2.100. Секции подогрева для кондиционеров КД10А и КД20А

Таблица 2.48. ОСНОВНЫЕ РАЗМЕРЫ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СЕКЦИЙ ПОДОГРЕВА КОНДИЦИОНЕРОВ КД10А И КД20А

Индекс секции подогрева	Число рядов труб по ходу воздуха	Площадь поверхности нагрева F , м ²	Живое сечение, м ²		Число труб в ходе	Общее число труб	Размеры, мм	
			по воздуху f_a	по теплоносителю f_n			А	В
КД10А	1	13,7	0,35	0,00146	5—6	23	876	1018
	2	27,4		0,00292	10—12	46		
КД20А	1	27,3	0,67	0,00146	5—6	23	1703	1845
	2	54,5		0,00292	10—12	46		

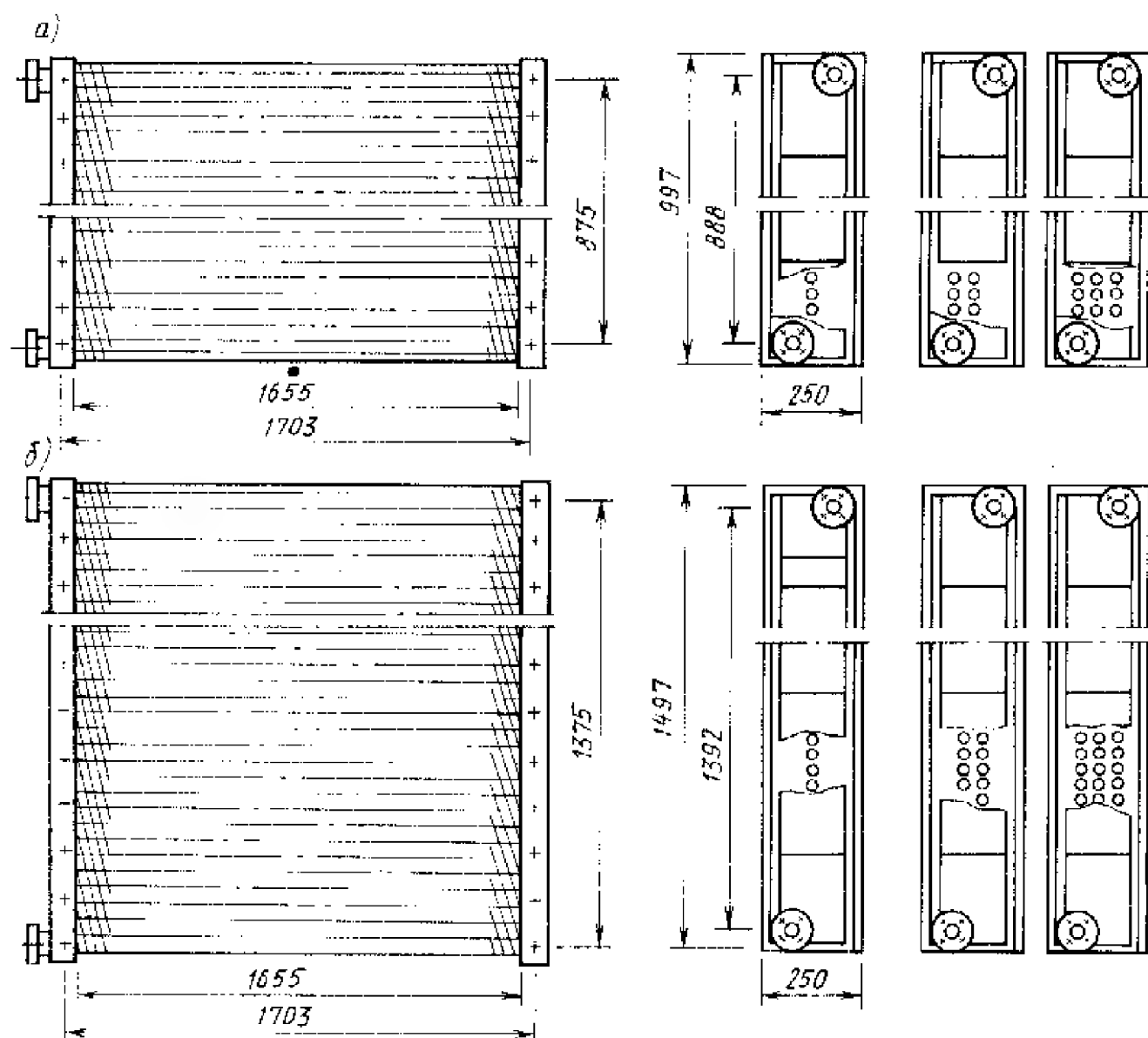


Рис. 2.101. Базовые теплообменники кондиционеров КТ
а) однометровые; б) полуметровые

элементами теплообменников служат оцинкованные трубки, оребренные спирально-навитой стальной лентой. Трубки расположены горизонтально в один, два или три ряда. Для подвода

и отвода теплоносителя к теплообменникам предусмотрены патрубки с фланцами $d_f = 40$ мм. Теплоносителем служит вода с температурой не более 150°C и рабочим давлением 8 кгс/см^2 ($0,8 \text{ МПа}$). Технические характеристики базовых теплообменников кондиционеров типа КТ приведены в табл. 2.49

Таблица 2.49. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ БАЗОВЫХ ТЕПЛООБМЕННИКОВ КОНДИЦИОНЕРОВ КТ

Базовый теплообменник	Число рядов трубок по воздуху	Площадь поверхности нагрева F , м^2	Число ходов по теплоносителю	Жидкостное, м^3		Число трубок в воздушном ходе	Общее число трубок
				по воздуху t_a	по теплоносителю t_n		
Однометровый	1	27,3	4	0,72	0,00152	5-6	23
	2	54,6			0,00305	10-12	46
	3	81,9			0,04357	15-18	69
Полуметровый	1	41,6	6	1,09	0,00152	5-6	35
	2	83,2			0,00305	10-12	70
	3	124,4			0,00457	15-18	105

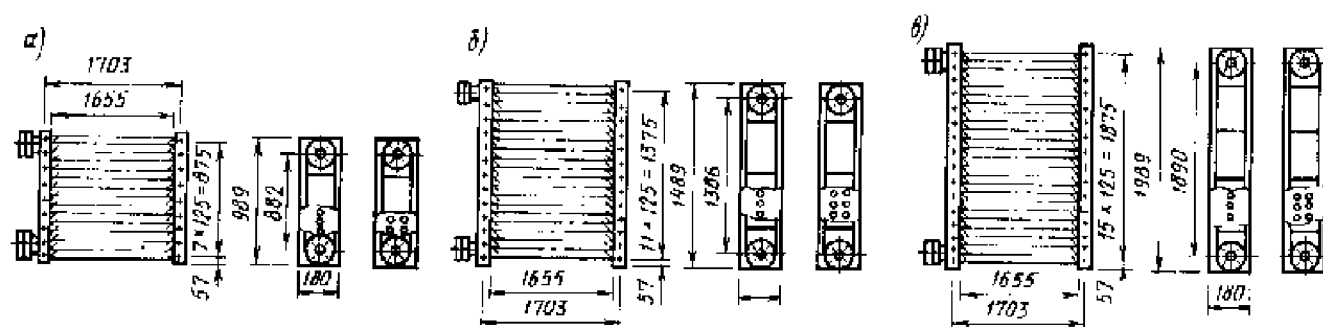


Рис. 2.102. Базовые теплообменники кондиционеров КТЦ
 а — однометровый; б — полуметровый; в — двухметровый

Таблица 2.50. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ БАЗОВЫХ ТЕПЛООБМЕННИКОВ КОНДИЦИОНЕРОВ КТЦ (РИС. 2.102).

Базовый теплообменник	Число рядов трубок по воздуху	Площадь поверхности нагрева F , м^2	Число ходов по теплоносителю	Живое сечение, м^2		Число трубок в одном ходе	Общее число трубок
				по воздуху f_a	по теплоносителю f_n		
Однометровый	1	97,3	4	0,72	0,00146	5—6	23
	2	54,6			0,00293	10—12	46
Полуметровый	1	41,8	6	1,09	0,00146	5—6	30
	2	82,8			0,00293	10—12	70
Двухметровый	1	55,8	8	1,44	0,00146	5—6	47
	2	111,4			0,00293	10—12	94

С 1980 г. выпускается новая модель кондиционеров типа КТЦ взамен кондиционеров типа КТ. Кондиционеры КТЦ в зависимости от производительности по воздуху (тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$) обозначаются КТЦ 31,5; КТЦ 40; КТЦ 63; КТЦ 125; КТЦ 160; КТЦ 200 и КТЦ 250. Базовые теплообменники кондиционеров КТЦ выпускают трех типоразмеров по высоте: однометровые, полуметровые и двухметровые с одним или двумя рядами трубок по ходу воздуха (рис. 2.102). Теплоносителем служит вода с температурой до 180°C и давлением до $12 \text{ кгс}/\text{см}^2$ (1,2 МПа). Технические характеристики базовых теплообменников кондиционеров КТЦ приведены в табл. 2.50.

2.8. ВОЗДУШНО-ОТОПИТЕЛЬНЫЕ АГРЕГАТЫ

Воздушно-отопительные агрегаты применяются для систем воздушного отопления с сосредоточенной подачей воздуха в промышленных

и общественных зданиях. Через агрегаты циркулирует воздух, забираемый из помещений и возвращаемый им. Агрегаты выпускают *напольного типа* с центробежным вентилятором (СТ-300) и *подвесные* — с осевыми вентиляторами (все остальные). Последние подвешивают на тросах или устанавливают на кронштейнах на высоте 3 м и более над уровнем пола. Все воздушно-отопительные агрегаты укомплектованы многоходовыми калориферами; для работы в качестве теплоносителя в них используются пар и вода. Исключение составляют агрегаты СТД-100 (рис. 2.103) и СТД-300 (рис. 2.104), в которых при использовании пара устанавливают одноходовые калориферы.

В обозначениях воздушно-отопительных агрегатов типа АПВС (рис. 2.105) и АПВ (рис. 2.106) первая, большая цифра указывает на их теплопроизводительность в тыс. ккал/ч при теплоносителе паре давлением $2 \text{ кгс}/\text{см}^2$ (0,2 МПа), вторая — теплопроизводительность при теплоносителе воде с пара-

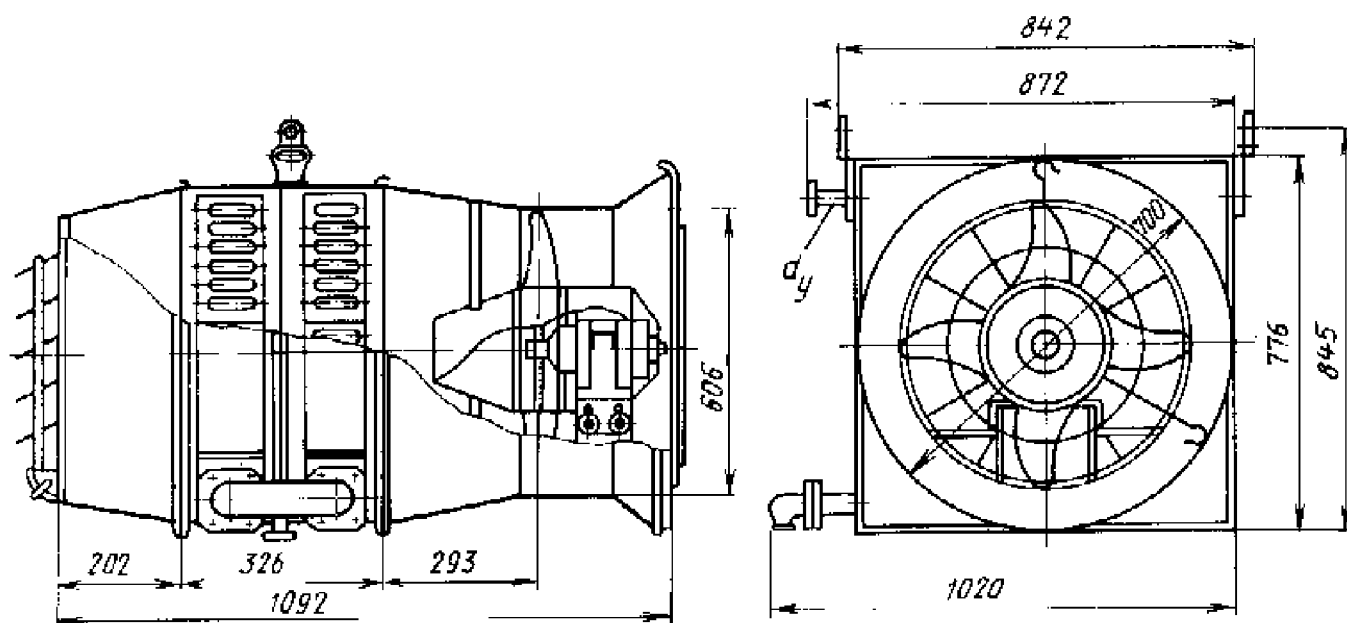
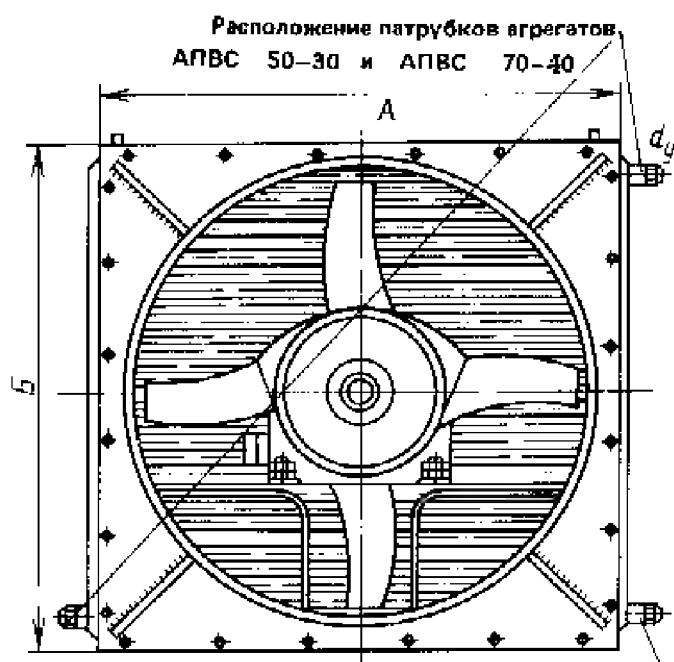
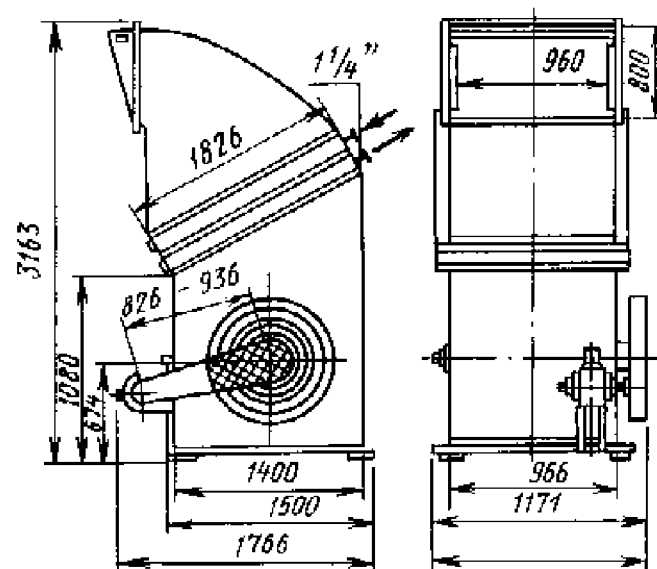
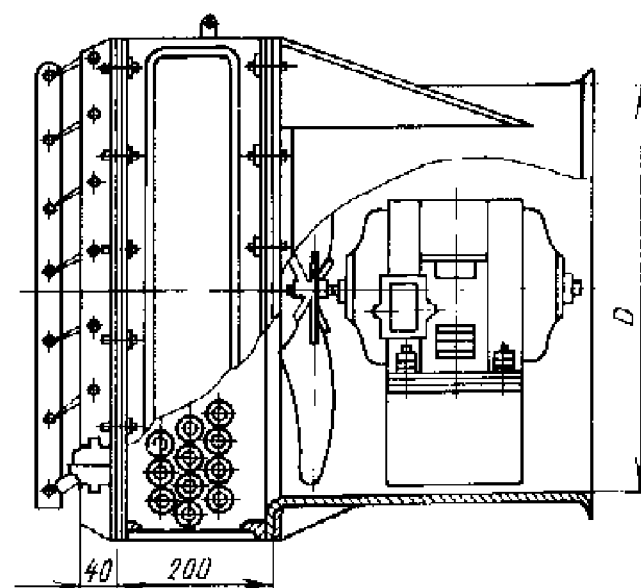


Рис. 2.103. Воздушно-отопительный агрегат STD-100

Рис. 2.104. Воздушно-отопительный агрегат STD-300

метрами 130–70 °С. Все выпускаемые агрегаты предназначены для работы с давлением теплоносителя до 6 кгс/см² и температурой до 150 °С. Во все подвесные воздушно-отопительные агрегаты теплоноситель подводится через верхний штуцер калорифера и отводится через нижний. Основные размеры агрегатов АПВС и АВС приведены в табл. 2.51.

Расположение патрубков агрегата
АПВС 110–80Рис. 2.105. Воздушно-отопительный агрегат типа
АПВС

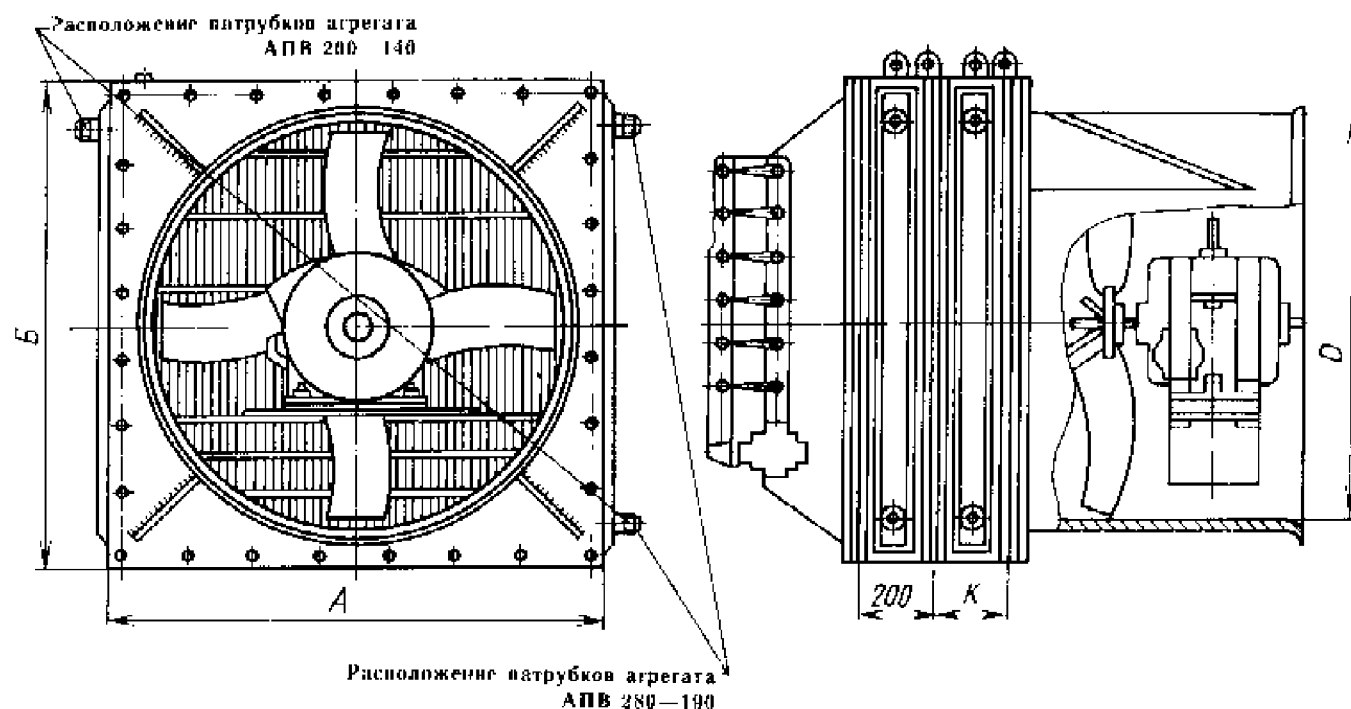


Рис. 2.106. Воздушно-отопительный агрегат типа АПВ

Таблица 2.51. ОСНОВНЫЕ РАЗМЕРЫ ВОЗДУШНО-ОТОПИТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ АПВС И АПВ, мм

Марка агрегата	А	В	Д	К	Грубная резьба штуцера, дюйм
АПВС 50—30	540	532	404		1 1/2
АПВС 70—40	696	682	606		2
АПВС 110—80	852	852	707	—	2 1/2
АПВ 200—140	1080	904	808	200	2 1/2
АПВ 280—190	1230	1100	1010	240	3

Технические характеристики агрегатов АПВС, АПВ и СГД приведены в табл. 2.52. С 1980 г. промышленностью освоен выпуск воздушно-отопительных агрегатов АОД (рис. 2.107) взамен устаревших агрегатов АПВС и АПВ. Агрегаты АОД укомплектованы многоходовыми калориферами КВБ-П и предназначены для работы на воде с температурой до 150 °С и давлением до 12 кгс/см² (1,2 МПа). Основные размеры

Таблица 2.52. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВОЗДУШНО-ОТОПИТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ

Марка агрегата	Производительность по воздуху Q , м ³ /ч, при начальн. температуре воздуха t_{10} —16 °С	Калорифер			Теплопроизводительность, ккал/ч (кДж/ч) при обогреве воды при t —130—70 °С	Конечная температура воздуха t_{20} , °С
		тип	число ходов по теплоносителю	площадь поверхности нагрева, Г, м ²		
АПВС 50—30	3300	Спирально-навивной	10	10,85	30000 (125610)	48
АПВС 70—40	3900	То же	7	18,3	39000 (163293)	51
АПВС 110—80	6900	»	6	29,4	8000 (334960)	56
АПВ 200—140	13900	Пластина-тый	7	85,2	140000 (586180)	51
АПВ 280—190	18800	»	8	124,5	190000 (795530)	51
СГД 100	8490	»	6	48,6	85000 (355895)	55
СГД 300	25000	»	8	158,8	306000 (1281222)	60

Примечание. Для других температур греющей воды и воздуха указанную в таблице теплопроизводительность агрегатов можно пересчитать по формуле

$$Q = \frac{Q_{табл.}}{84} \left(\frac{t_{10} + t_{20}}{2} - t_{00} \right),$$

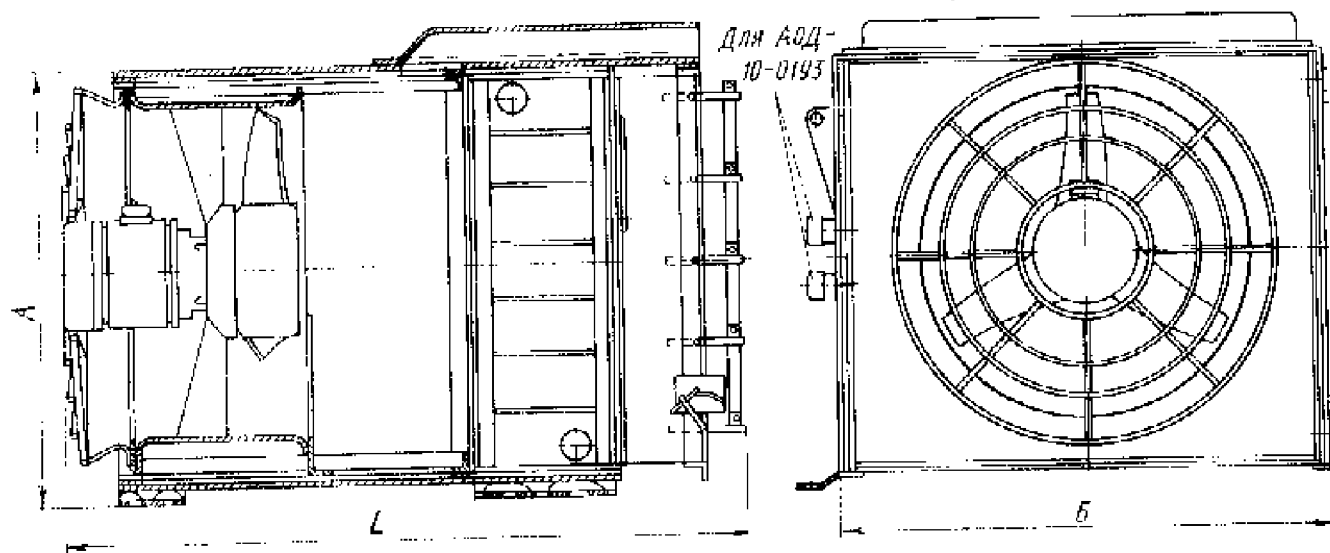


Рис. 2.107. Воздушно-отопительный агрегат типа АОД

Таблица 2.53. ОСНОВНЫЕ РАЗМЕРЫ ВОЗДУШНО-ОТОПИТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ АОД, мм

Обозначение	A	B	L	Трубный резьбовой диаметр, дюйм
АОД 2 4-01.УЗ	600	739	990	1/2
АОД 2 6,3-01.УЗ	520	1030	1205	3/4
АОД 2 10-01.УЗ	775	1003	1355	3/4

и технические характеристики агрегатов АОД приведены в табл. 2.53 и 2.54.

Агрегаты воздушно-отопительные АО1-СХ-01 выпускаются трех моделей и предназначены для воздушного отопления и вентиляции сельско-

Таблица 2.54. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВОЗДУШНО-ОТОПИТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ АОД

Обозначение	Проводимость по воздуху T , м ² /ч, при разности температур воздуха $t_1 - t_2 = 16^\circ\text{C}$	тип	Калорифер		Теплопроизводительность Q , ккал/ч (кДж/ч), при обогреве воды $150-70^\circ\text{C}$	Конечная температура воздуха t_2 , $^\circ\text{C}$
			число ходов по теплоносителю	площадь поверхности нагрева F , м ²		
АОД 2 4-01.УЗ	3400	КВВ-7-11	12	18,81	38400 (260781)	55
АОД 2 6,3-01.УЗ	5350	КВВ-9-11	19	26	58300 (244102)	54
АОД 2 10-01.УЗ	8500	КВВ-11-11	9×2	19,18×2	92700 (388135)	54

хозяйственных помещений, животноводческих, птицеводческих ферм и других зданий с расчетной температурой внутри помещений от 0 до 35°C (рис. 2.108). Основные размеры и технические характеристики этих агрегатов приведены в табл. 2.55 и 2.56. Агрегаты АО1-СХ-01 оборудованы взрывобезопасными вентиляторами и электродвигателями и приспособлены для работы в воздушной среде, содержащей лигкую волокнистую пыль и взрывоопасные смеси. Электродвигатели этих агрегатов при переменной мощности и частоте вращения обеспечивают возможность регулирования производительности установки по воздуху и теплоте.

Управление агрегатом осуществляется автоматически или вручную со щита управления, на панели которого расположены контрольное

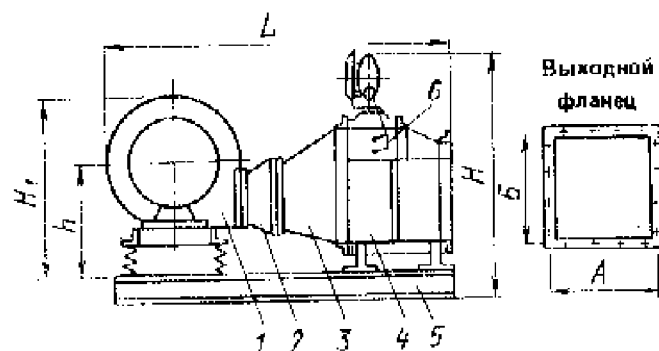


Рис. 2.108. Воздушно-отопительный агрегат АО1-СХ-01

1 - вентилятор; 2 - мягкая вставка; 3 - патрубок переходной; 4 - калорифер; 5 - рама; 6 - клапан обводной

световое табло работы узлов агрегата, переключатели режимов работы частоты вращения вентилятора и кнопки управления агрегатом.

Таблица 2.55. ОСНОВНЫЕ РАЗМЕРЫ ВОЗДУШНО-ОТОПИТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ МАРКИ АО1-СХ-0,1 ММ

Модель агрегата	Длина <i>L</i>	Ширина <i>B</i>	Высота			Размеры выходного фланца	
			полная <i>H</i>	до верха вентилятора <i>H₁</i>	до оси вентилятора <i>h</i>	<i>A</i>	<i>B</i>
АО1-4-СХ-01	2143	1165	1175	1210	823	828	676
АО2-8-СХ-01	2286	1242	1547	1523	1037	828	1176
АО1-16-СХ-01	2585	1430	2048	1523	1037	1203	1551

Таблица 2.56. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ОТОПИТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ МАРКИ АО1-СХ-01

Показатель	Типовые размеры агрегата		
	АО1-4-СХ-01	АО1-8-СХ-01	АО1-16-СХ-01
Теплопроизводительность при расчетном графике температур 95—70 °С, Гкал/ч (ГДж/ч)	0,04—0,06 (0,17—0,25)	0,08—0,1 (0,33—0,42)	0,16—0,2 (0,67—0,84)
Марка калорифера	КВС-3П	КВС-3П	КВС-10П1
Марка вентилятора	ВЦ4-70-5СХ	ВЦ4-70-6,3СХ	ВЦ4-70-6,3СХ
Тип электродвигателя	АО2-41-8/4	АО2-61-8/6/4	АО2-62-8/6/4
Мощность электродвигателя, кВт	1,6/2,5	3,8/4,8/6,8	4,8/5,7/7,5
Частота вращения, мин ⁻¹	685/1370	710/950/1420	710/950/1420
Тип обводного клапана	КВР 250×500	КВР 400×500	КВР 500×1000

Перепад температуры воздуха в агрегатах достигает 40—50 °С. Регулирование тепловой производительности агрегатов осуществляется автоматически. Датчик температуры установлен в отапливаемом помещении. Производительность по воздуху регулируется вручную, ступенчато, изменением частоты вращения вентиляторов.

считаны на давление 8 кгс/см² (0,8 МПа). Листотрубные радиаторы КЛТ, регистры из гладких труб и конвекторы рассчитаны на давление теплоносителя 10 кгс/см² (1 МПа). Измерителями площади поверхности нагрева нагревательных приборов служат: физический показатель — квадратный метр и теплотехнический показатель — эквивалентный квадратный метр (экм).

Эквивалентным квадратным метром называется площадь поверхности нагревательного прибора $F_{\text{эк}}$, отдающая в 1 ч 435 ккал (1821,3 кДж) теплоты при разности средней температуры теплоносителя и воздуха 64,5 °С и расходе воды в этом приборе 17,4 кг/ч по схеме сверху вниз. Технические характеристики нагревательных приборов приведены в табл. 2.57—2.62, а общий вид на рис. 2.109—2.118.

2.9. НАГРЕВАТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ

Все чугунные нагревательные приборы (кроме МС-140), стальные радиаторы (РСГ, РСВ МЗ, ЗС) и ребристые чугунные трубы рассчитаны на рабочее давление теплоносителя 6 кгс/см² (0,6 МПа). Радиаторы МС-140 рас-

Таблица 2.57. ПЛОЩАДИ ПОВЕРХНОСТИ НАГРЕВА ЧУГУННЫХ РАДИАТОРОВ И РЕБРИСТЫХ ТРУБ

Тип радиатора	Площади нагрева одной секции		Тип радиатора	Площади нагрева одной секции	
	F , м ²	$F_{\text{эк}}$, экм		F , м ²	$F_{\text{эк}}$, экм
<i>Радиаторы</i>			<i>Радиаторы</i>		
М-140-АО	0,299	0,35	МС-140	0,238	0,31
М-140А	2,254	0,31	М-90	0,2	0,261
			РД-90	0,203	0,275

→ 505 = 154 экм

Продолжение табл. 2.57

Тип радиатора	Поверхности нагрева одной секции		Тип радиатора	Поверхности нагрева одной секции	
	F , м ²	$F_{ж}$, экм		F , м ²	$F_{ж}$, экм
<i>Радиаторы, снятые с производства</i>			<i>Радиаторы, снятые с производства</i>		
М-132	0,252	0,269	«Минск-100»	0,274	0,31
М-150	0,252	0,269	«Гигиенический»	0,175	0,206
МН-150	0,238	0,3	«Лир-150»	0,2	0,224
НМ-150	0,254	0,31	«Лор-300»	0,13	0,155
Н-136	0,285	0,285	РШ	0,25	0,286
Н-150	0,3	0,3	РКШ	0,25	0,241
Н-150а	0,211	0,28	Тепловая панель	0,389	0,445
Н-150 (улучшенный)	0,245	0,31	<i>Рёбристые чугунные трубы с круглыми ребрами</i>		
РД-26	0,205	0,275	Длина трубы, мм:		
В-85А	0,176	0,24	500	1	0,69
М-1000	0,46	0,492	750	1,5	1,03
«Польза-3»	0,24	0,286	1000	2	1,38
«Польза-6»	0,46	0,492	1500	3	2,07
«Нерис»	0,486	0,5	2000	4	2,76

Примечания: 1. Величина поверхности нагрева рёбристых труб указана для однорядной установки.
2. Рёбристые трубы длиной 500 и 750 мм в настоящее время промышленностью не выпускаются.

Таблица 2.58. ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СТАЛЬНЫХ ПАНЕЛЬНЫХ РАДИАТОРОВ

Тип радиатора	Единица измерения	Площадь поверхности нагрева		Длина А, мм
		F , м ²	$F_{ж}$, экм	
1	2	3	4	5
<i>Однорядный односторонней</i>				
РСГ1-1-500-6-0,97	1 панель	0,73	0,97	554
РСГ1-1-500-6-1,24	то же	0,93	1,24	694
РСГ1-1-500-6-1,51	»	1,13	1,51	840
РСГ1-1-500-6-1,81	»	1,35	1,81	1020
РСГ1-1-500-6-2,13	»	1,6	2,13	1190
<i>Однорядный двухсторонней</i>				
РСГ2-1-500-6-0,9	1 панель	0,65	0,90	570
РСГ2-1-500-6-1,12	то же	0,84	1,12	720
РСГ2-1-500-6-1,36	»	1,06	1,36	880
РСГ2-1-500-6-1,62	»	1,28	1,62	1060
РСГ2-1-500-6-1,87	»	1,51	1,87	1240
РСГ2-1-500-6-2,14	»	1,76	2,14	1430
РСГ2-1-500-6-2,4	»	1,98	2,40	1600
<i>Двухрядный двухсторонней</i>				
РСГ2-2-500-6-1,5	1 комплект	1,30	1,50	570
РСГ2-2-500-6-1,86	то же	1,68	1,86	720
РСГ2-2-500-6-2,26	»	2,10	2,26	880
РСГ2-2-500-6-2,69	»	2,56	2,69	1060
РСГ2-2-500-6-3,11	»	3,02	3,11	1240
РСГ2-2-500-6-3,56	»	3,52	3,56	1430
РСГ2-2-500-6-3,99	»	3,96	3,99	1600

Продолжение табл. 2.58

Тип радиатора 1	Единица измерения 2	Площадь поверхности нагрева		Длина А, мм 5
		F, м² 3	F _{эк} , экм 4	
Однорядный четырехходовой				
РСГ2-1-500-6-0,9	1 панель	0,7	0,9	555
РСГ2-1-500-6-1,12	то же	0,88	1,12	695
РСГ2-1-500-6-1,36	»	1,08	1,36	850
РСГ2-1-500-6-1,62	»	1,3	1,62	1020
РСГ2-1-500-6-1,87	»	1,52	1,87	1180
РСГ2-1-500-6-2,14	»	1,73	2,14	1360
РСГ2-1-500-6-2,4	»	1,95	2,4	1520
Двухрядный четырехходовой				
РСГ2-2-500-6-1,5	1 комплект	1,4	1,5	555
РСГ2-2-500-6-1,86	то же	1,76	1,86	695
РСГ2-2-500-6-2,26	»	2,16	2,26	850
РСГ2-2-500-6-2,69	»	2,6	2,69	1020
РСГ2-2-500-6-3,11	»	3,04	3,11	1180
РСГ2-2-500-6-3,56	»	3,46	3,56	1360
РСГ2-2-500-6-3,99	»	3,9	3,99	1520
Трехрядный четырехходовой				
РСГ2-3-500-6-2,13	1 комплект	2,1	2,13	555
РСГ2-3-500-6-2,65	то же	2,64	2,65	695
РСГ2-3-500-6-3,22	»	3,24	3,22	850
РСГ2-3-500-6-3,84	»	3,9	3,84	1020
РСГ2-3-500-6-4,43	»	4,56	4,43	1180
РСГ2-3-500-6-5,06	»	5,18	5,06	1360
РСГ2-3-500-6-5,6	»	5,85	5,6	1520
Однорядный однокходовой				
РСВ1-1-500-6-0,89	1 панель	0,71	0,89	538
РСВ1-1-500-6-1,2	то же	0,95	1,2	724
РСВ1-1-500-6-1,51	»	1,19	1,51	910
РСВ1-1-500-6-1,82	»	1,44	1,82	1096
РСВ1-1-500-6-2,13	»	1,68	2,13	1282
Двухрядный однокходовой				
РСВ1-2-500-6-1,55	1 комплект	1,42	1,55	538
РСВ1-2-500-6-2,09	то же	1,9	2,09	724
РСВ1-2-500-6-2,62	»	2,38	2,62	910
РСВ1-2-500-6-3,16	»	2,88	3,16	1096
РСВ1-2-500-6-3,7	»	3,36	3,7	1282
Однорядный проходной				
РСВ1-1-500-6-0,89П	1 панель	0,71	0,89	538
РСВ1-1-500-6-1,2П	то же	0,95	1,2	724
РСВ1-1-500-6-1,51П	»	1,191	1,51	910
РСВ1-1-500-6-1,82П	»	1,44	1,82	1096
РСВ1-1-500-6-2,13П	»	1,68	2,13	1282

Таблица 2.59. ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА
СТАЛЬНЫХ ШТАМПОВАННЫХ РАДИАТОРОВ

Тип радиатора	Единица измерения	Площадь поверхности нагрева		Длина А, мм
		$F_1, \text{м}^2$	$F_{\text{д}}, \text{экв}$	
1	2	3	4	5
<i>Колончатые одиночные</i>				
МЗ-500-1	1 панель	0,64	0,83	518
МЗ-500-2	то же	0,96	1,25	766
МЗ-500-3	»	1,2	1,66	952
МЗ-500-4	»	1,6	2,08	1262
МЗ-350-1	»	0,425	0,6	518
МЗ-350-2	»	0,637	0,89	766
МЗ-350-3	»	0,828	1,16	1014
МЗ-350-4	»	1,062	1,49	1262
<i>Колончатые спаренные</i>				
2МЗ-500-1	1 компл.	1,28	1,41	518
2МЗ-500-2	то же	1,92	2,12	766
2МЗ-500-3	»	2,4	2,65	952
2МЗ-500-4	»	3,2	3,53	1262
2МЗ-350-1	»	0,85	1,01	518
2МЗ-350-2	»	1,275	1,52	766
2МЗ-350-3	»	1,656	1,97	1014
2МЗ-350-4	»	2,125	2,52	1262
<i>Змеевиковые одиночные</i>				
ЗС-11-3	1 панель	0,74	0,97	545
ЗС-11-4	то же	0,93	1,24	694
ЗС-11-5	»	1,13	1,51	844
ЗС-11-6	»	1,35	1,81	1018
ЗС-11-7	»	1,6	2,13	1190
<i>Змеевиковые спаренные</i>				
ЗС-21-3	1 компл.	1,46	1,65	545
ЗС-21-4	то же	1,86	2,1	684
ЗС-21-5	»	2,26	2,57	844
ЗС-21-6	»	2,7	3,08	1018
ЗС-21-7	»	3,2	3,62	1190
<i>Листотрубные одиночные</i>				
КЛТ-1	1 панель	0,81	0,77	600
КЛТ-2	то же	1,08	1,03	800
КЛТ-3	»	1,35	1,29	1000
КЛТ-4	»	1,62	1,55	1200
КЛТ-4	»	1,89	1,8	1400
КЛТ-6	»	2,16	2,06	1600
КЛТ-7	»	2,7	2,58	2000
<i>Листотрубные спаренные</i>				
2КЛТ-1	1 компл.	1,62	1,31	600
2КЛТ-2	то же	2,16	1,75	800
2КЛТ-3	»	2,7	2,19	1000
2КЛТ-4	»	3,24	2,64	1200
2КЛТ-5	»	3,78	3,06	1400
2КЛТ-6	»	4,32	3,5	1600
2КЛТ-7	»	5,4	4,38	2000

Таблица 2.60. ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КОНВЕКТОРОВ

Тип конвектора	Площадь поверхности нагрева одного конвектора		Длина А, мм
	F , м ²	$F_{\text{ж.}} \text{ экв}$	
1	2	3	4

<i>Плантусные стальные</i>			
15КП-0,5	0,37	0,25	450
15КП-0,75	0,55	0,34	700
15КП-1	0,73	0,46	950
15КП-1,25	0,95	0,6	1200
15КП-1,5	1,14	0,7	1450
15КП-1,75	1,37	0,86	1700
20КП-0,5	0,49	0,28	450
20КП-0,75	0,68	0,42	700
20КП-1	0,91	0,57	950
20КП-1,25	1,15	0,72	1200
20КП-1,5	1,43	0,89	1450
20КП-1,75	1,67	1,04	1700
<i>«Комфорт-20» концевые</i>			
КП20-0,65К	0,71	0,65	300
КН20-0,9К	1,06	0,9	400
КН20-1,1К	1,42	1,1	500
КП20-1,4К	1,77	1,4	600
КН20-1,7К	2,13	1,7	700
КН20-2,0К	2,48	2,0	800
КП20-2,3К	2,84	2,3	900
КН20-2,6К	3,19	2,6	1000
КН20-2,9К	3,55	2,9	1100
КН20-3,2К	3,9	3,2	1200
КН20-3,5К	3,26	3,6	1300
<i>«Комфорт-20» проходные</i>			
КН20-0,65П	0,71	0,65	300
КН20-0,9П	1,06	0,9	400
КП20-1,1П	1,42	1,1	500
КН20-1,4П	1,77	1,4	600
КН20-1,7П	2,13	1,7	700
КП20-2,0П	2,48	2,0	800
КН20-2,3П	2,84	2,3	900
КН20-2,6П	3,19	2,6	1000
КН20-2,9П	3,55	2,9	1100
КН20-3,2П	3,9	3,2	1200
КН20-3,5П	4,26	3,5	1300
<i>«Ритм»</i>			
К020-1,6-П		1,6	990
К020-2,4-П		2,4	990
К020-2,4-К		2,4	990
К020-2,4-КВ		2,4	990
<i>«Ритм-1500»</i>			
К020-3,75-П		3,75	1490
К020-3,75-К		3,75	1490
К020-3,75-КВ		3,75	1490

Тип конвектора	Площадь поверхности нагрева одного конвектора		Длина А, мм
	F , м ²	$F_{\text{ж.}} \text{ экв}$	
1	2	3	4

<i>«Аккорд» однорядный концевой</i>			
КА-0,6К	0,98	0,6	460
КА-0,8К	1,3	0,8	620
КА-1,0К	1,62	1,0	780
КА-1,2К	1,95	1,2	940
КА-1,4К	2,28	1,4	1100
КА-1,6К	2,6	1,6	1260
КА-1,8К	2,93	1,8	1420
КА-2,0К	3,25	2,0	1580
<i>«Аккорд» однорядный проходной</i>			
КА-0,6П	0,98	0,6	460
КА-0,8П	1,3	0,8	620
КА-1,0П	1,62	1,0	780
КА-1,2П	1,95	1,2	940
КА-1,4П	2,28	1,4	1100
КА-1,6П	2,6	1,6	1260
КА-1,8П	2,93	1,8	1420
КА-2,0П	3,25	2,0	1580
<i>«Аккорд» двухрядный концевой</i>			
К2А-1,11К	1,95	1,11	460
К2А-1,47К	2,6	1,47	620
К2А-1,84К	3,25	1,84	780
К2А-2,21К	3,9	2,21	940
К2А-2,58К	4,56	2,58	1100
К2А-2,94К	5,2	2,94	1260
К2А-3,31К	5,86	3,31	1420
К2А-3,68К	6,5	3,68	1580
<i>«Прогресс»</i>			
15К1-0,4	0,88	0,49	380
15К1-0,5	1,11	0,61	480
15К1-0,6	1,33	0,73	580
15К1-0,7	1,55	0,86	680
15К1-0,8	1,77	0,98	780
15К1-0,9	1,99	1,11	880
15К1-1,0	2,21	1,23	980
15К1-1,1	2,43	1,35	1080
15К1-1,2	2,65	1,48	1180
20К1-0,4	0,88	0,47	380
20К1-0,5	1,10	0,59	480
20К1-0,6	1,32	0,71	580
20К1-0,7	1,54	0,83	680
20К1-0,8	1,76	0,95	780
20К1-0,9	1,98	1,07	880
20К1-1,0	2,20	1,19	980
20К1-1,1	2,42	1,31	1080
20К1-1,2	2,64	1,44	1180

Продолжение табл. 2.60

Тип конвектора	Площадь поверхности нагрева одного конвектора		Длина А, мм	Тип конвектора	Площадь поверхности нагрева одного конвектора		Длина А, мм
	F , м ²	$F_{\text{эк}}$, экм			F , м ²	$F_{\text{эк}}$, экм	
1	2	3	4	1	2	3	4
«Прогресс»				20K2-0,8	3,52	1,88	780
15K1-1,3	2,88	1,59	1310	20K2-0,9	3,96	1,90	880
15K1-1,4	3,10	1,72	1410	20K2-1,0	4,40	2,12	980
15K1-1,5	3,32	1,84	1510	20K2-1,1	4,84	2,32	1080
15K1-1,6	3,54	1,96	1610	20K2-1,2	5,28	2,52	1180
15K1-1,7	3,76	2,09	1710	15K2-1,3	5,76	2,84	1310
15K1-1,8	3,98	2,21	1810	15K2-1,4	6,2	3,05	1410
15K1-1,9	4,20	2,34	1910	15K2-1,5	6,64	3,27	1510
15K1-2,0	4,42	2,46	2010	15K2-1,6	7,08	3,49	1610
15K1-1,3	2,86	1,54	1310	15K2-1,7	7,52	3,71	1710
20K1-1,4	3,08	1,66	1410	15K2-1,8	7,96	3,92	1810
20K1-1,5	3,30	1,78	1510	15K2-1,9	8,4	4,14	1910
20K1-1,6	3,52	1,90	1610	15K2-2,0	8,84	4,36	2010
20K1-1,7	3,74	2,02	1710	20K2-1,3	5,72	2,74	1310
20K1-1,8	3,96	2,14	1810	20K2-1,4	6,16	2,96	1410
20K1-1,9	4,18	2,26	1910	20K2-1,5	6,6	3,16	1510
20K1-2,0	4,40	2,38	2010	20K2-1,6	7,04	3,38	1610
15K2-0,4	1,76	0,87	380	20K2-1,7	7,48	3,59	1710
15K2-0,5	2,22	1,09	480	20K2-1,8	7,92	3,8	1810
15K2-0,6	2,66	1,31	580	20K2-1,9	8,36	4,02	1910
15K2-0,7	3,10	1,53	680	20K2-2,0	8,8	4,22	2010
15K2-0,8	3,54	1,74	780	Конвектор типа KB			
15K2-0,9	3,98	1,96	880	KB20-10-600		10	1370
15K2-1,0	4,42	2,18	980	KB20-12-900		12	1370
15K2-1,1	4,86	2,40	1080	KB20-13-1200		13	1370
15K2-1,2	5,30	2,62	1180	Плунтусные мушкетеры			
20K2-0,4	1,76	0,84	380	ЛТ-10-0,3	0,27	0,265	295
20K2-0,5	2,20	1,06	480	ЛТ-10-0,6	0,57	0,53	601
20K2-0,6	2,64	1,26	580				
20K2-0,7	3,08	1,48	680				

Примечание. При многорядной установке конвекторов вводится поправка на поверхность нагрева в зависимости от числа рядов по вертикали и горизонтали: при двухрядной установке по вертикали 0,97, трехрядной 0,94, четырехрядной 0,91; для двух рядов по горизонтали поправка равна 0,97.

Таблица 2.61. ПЛОЩАДЬ ПОВЕРХНОСТИ НАГРЕВА 1 М ГЛАДКОЙ ТРУБЫ РЕГИСТРА, ЭКМ

Число рядов труб по вертикали	Диаметр трубы d_n , мм							
	25	32	40	50	70	80	100	125
1 ряд	0,179	0,157	0,22	0,29	0,372	0,436	0,529	0,651
2 ряда и более	0,165	0,131	0,18	0,238	0,305	0,357	0,434	0,558

Примечание: 1. Площадь поверхности нагрева одного ряда труб определена по формулам: $F = 1,78\pi d$ (для труб $d_n \leq 32$ мм); $F = 1,56\pi d$ (для труб $d_n \geq 38$ мм). 2. Для регистра в два ряда труб и более площадь поверхности нагрева 1 м труб уменьшена в соответствии с изменением коэффициента теплопередачи.

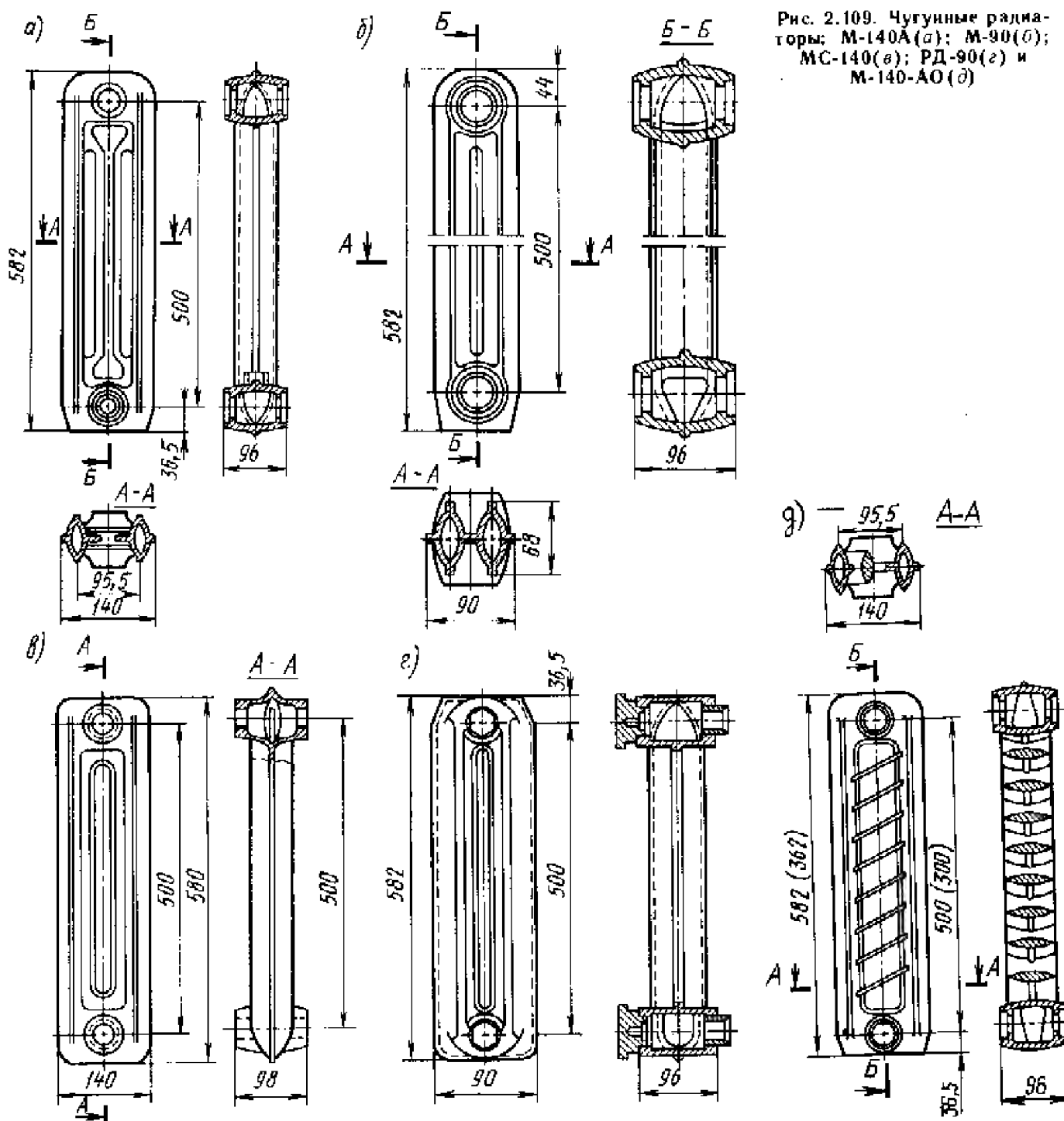
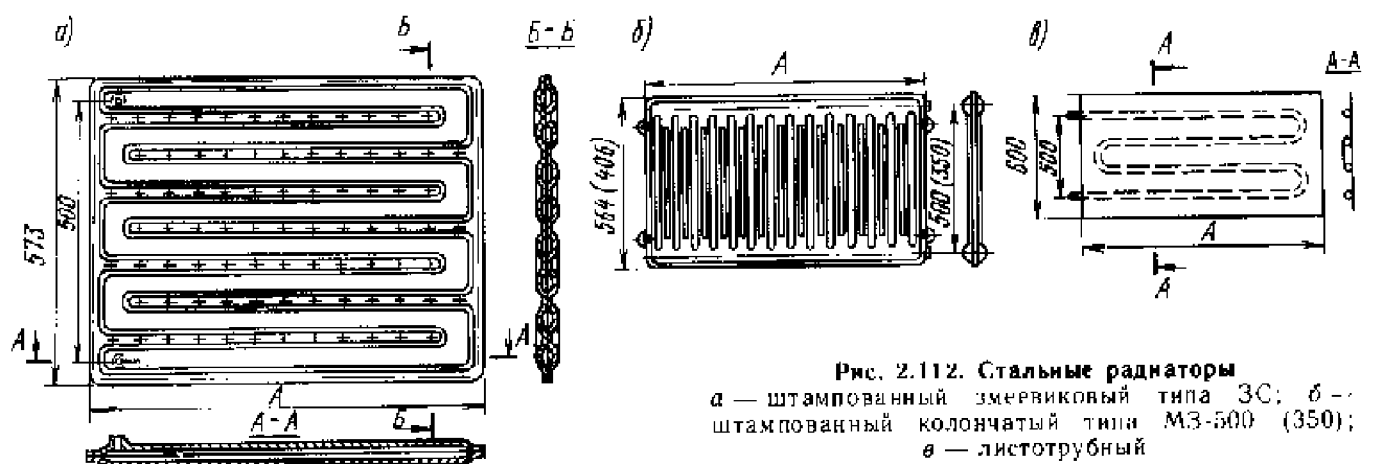
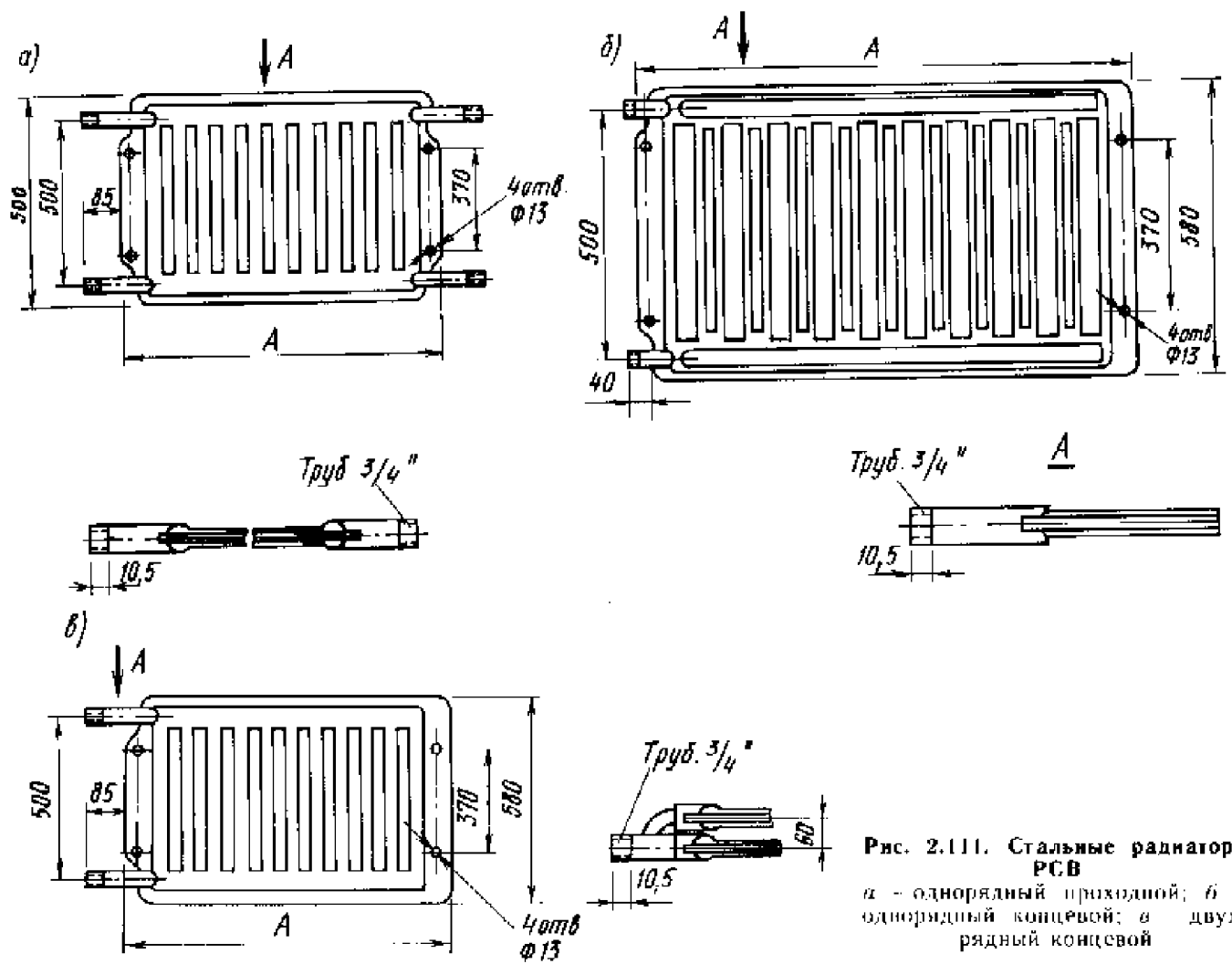


Таблица 2.62. ПЛОЩАДИ ПОВЕРХНОСТИ НАГРЕВА РЕГИСТРОВ, СОСТОЯЩИХ ИЗ РЕБРИСТЫХ ТРУБ, ЭКМ

Число рядов труб по вертикали	Длина регистра одного ряда труб, м						
	0,5	0,75	1	1,5	2	3	4
1	0,69	1,03	1,38	2,07	2,76	4,14	5,52
2	1,28	1,92	2,57	3,85	5,14	7,7	10,03
3	1,6	2,38	3,18	4,79	6,38	9,56	12,75



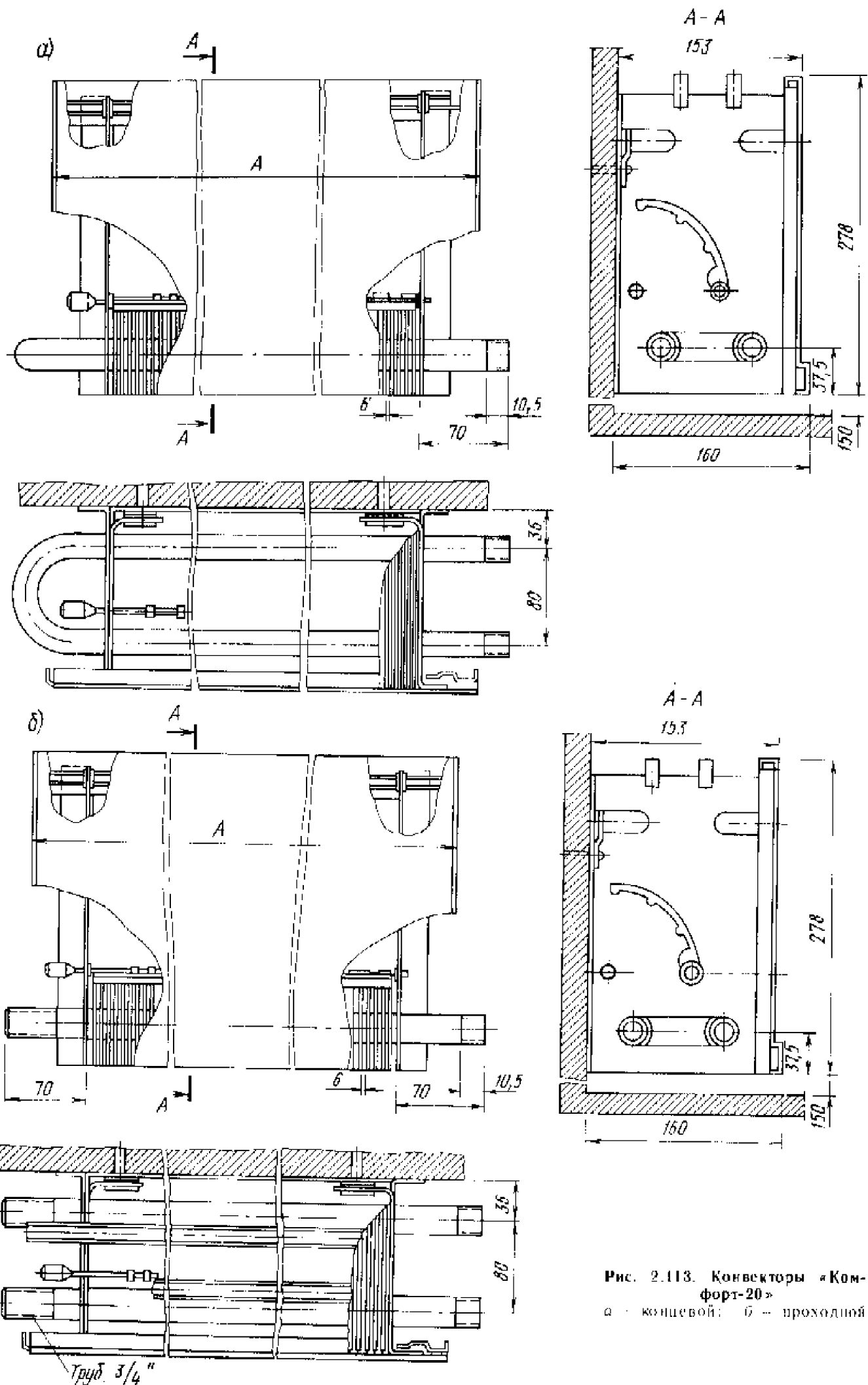


Рис. 2.113. Конвекторы «Комфорт-20»
а — концевой; б — проходной

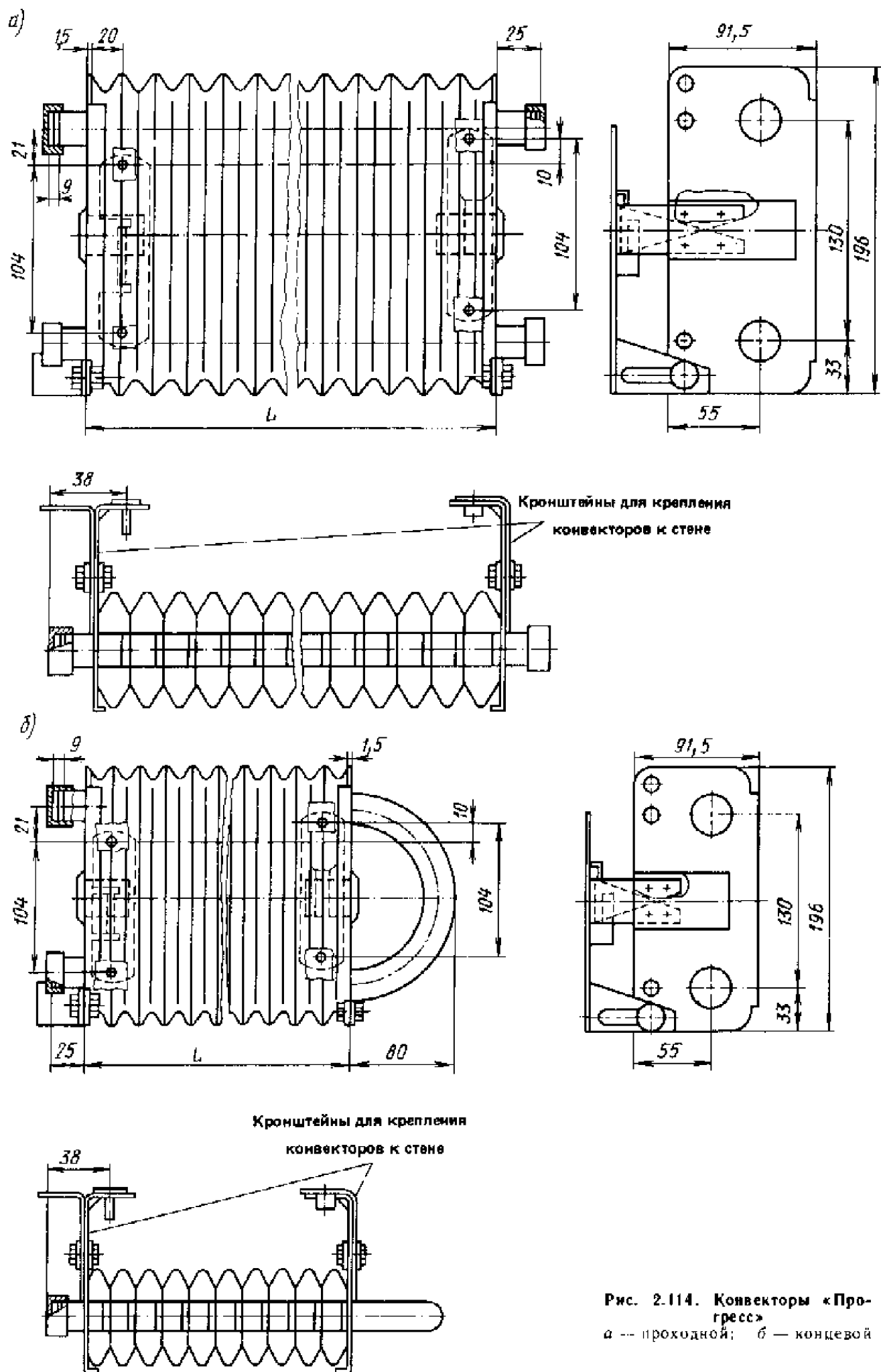


Рис. 2.114. Конвекторы «Прогресс»
а — проходной; б — концевой

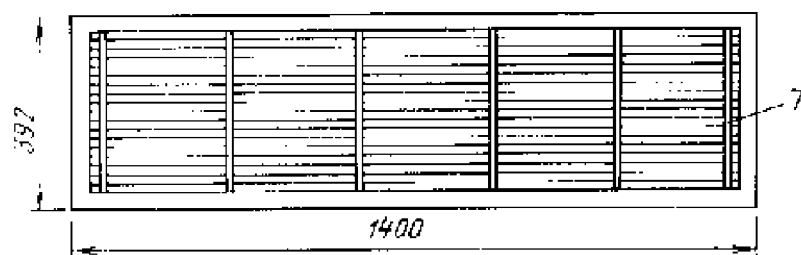
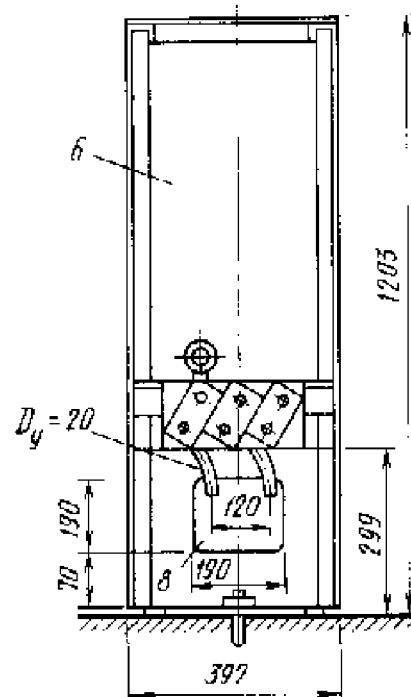
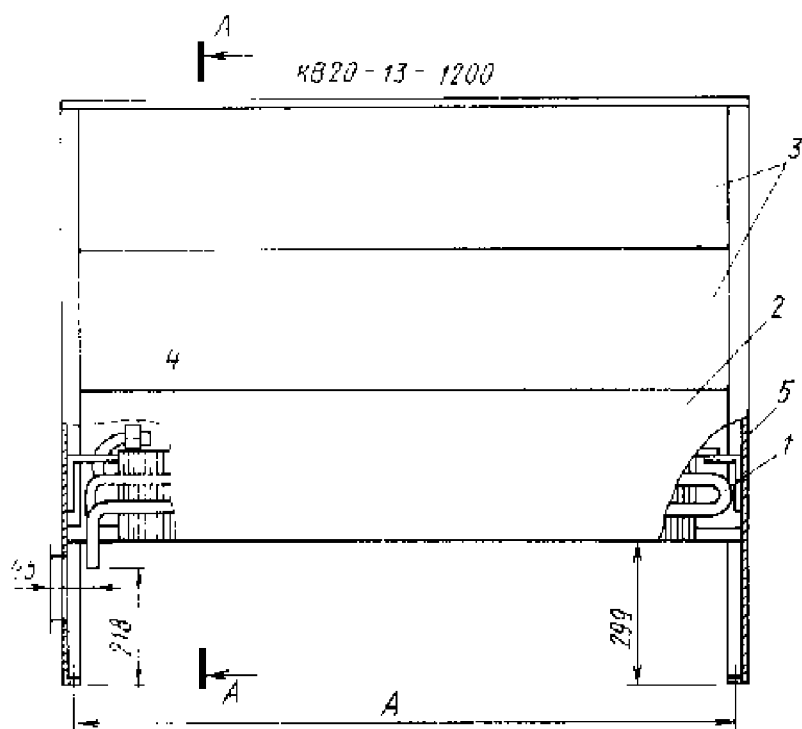
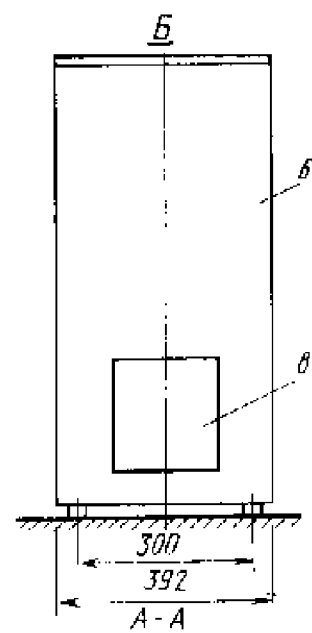
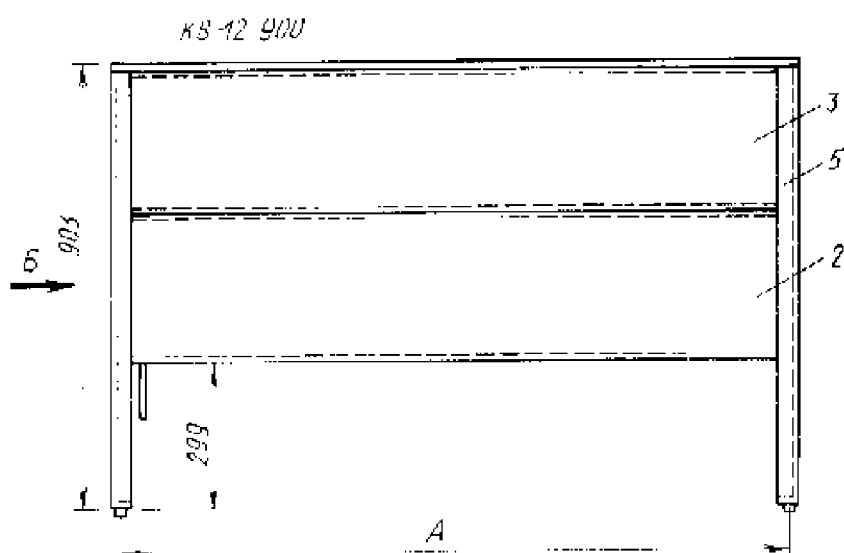
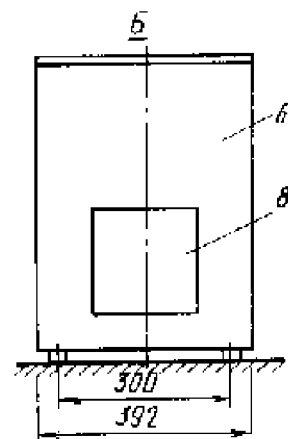
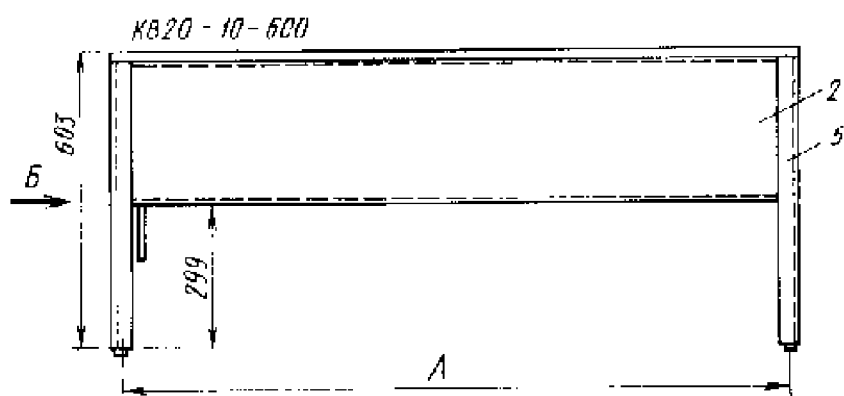


Рис. 2.115. Конвектор КВ
 1 — теплообменник; 2 — панель подвижная; 3 — панели неподвижные; 4 — кран выпуска воздуха; 5 — стенка боковая глухая; 6 — стенка боковая с отверстием; 7 — решетка; 8 — крышка

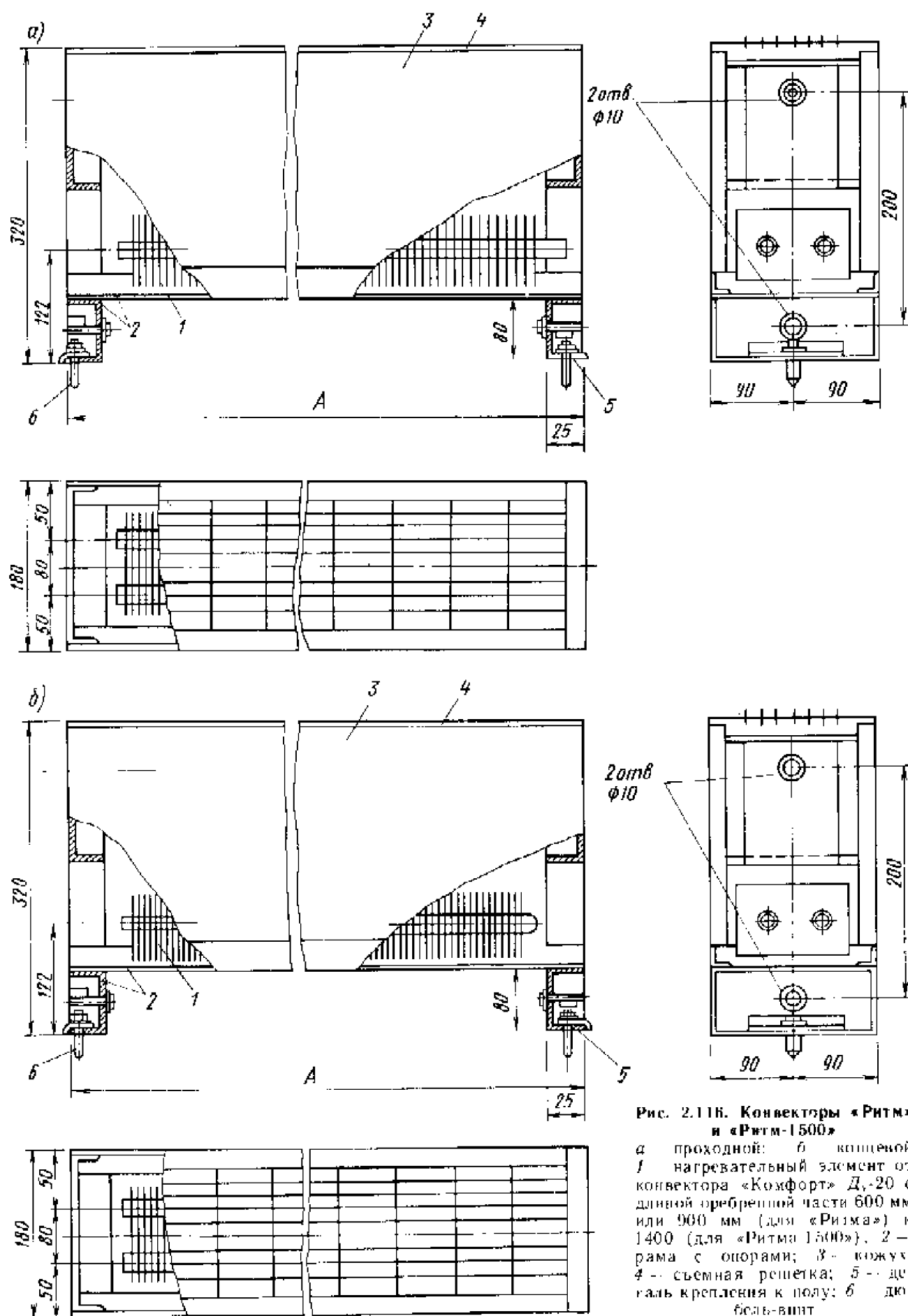
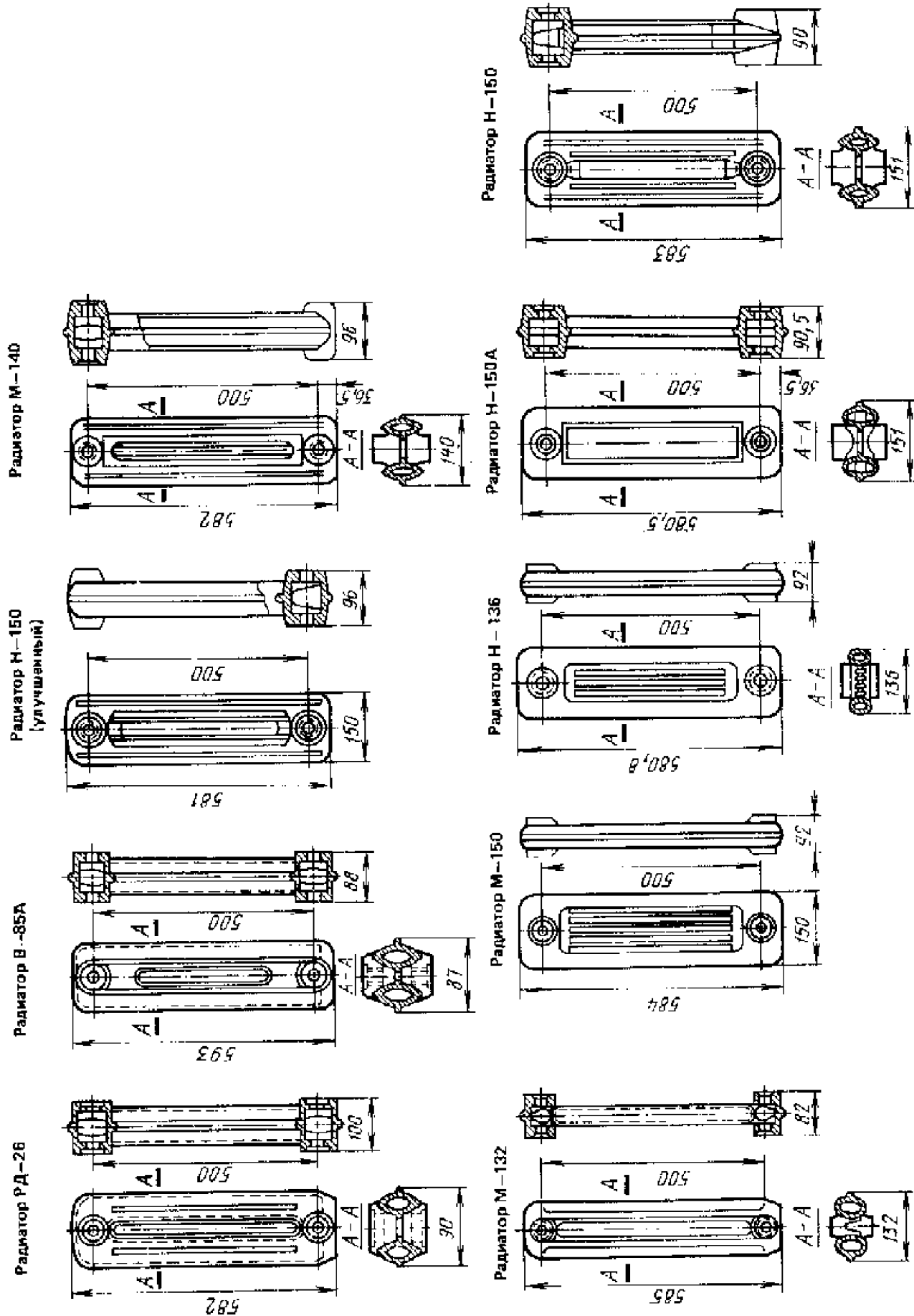


Рис. 2.116. Конвекторы «Ритм» и «Ритм-1500»

а - проходной; б - кощевой
1 - нагревательный элемент от конвектора «Кожфорт» Д.-20 с длинной оребренной части 600 мм или 900 мм (для «Ритма») и 1400 (для «Ритма 1500»), 2 - рама с опорами; 3 - кожух; 4 - съемная решетка; 5 - деталь крепления к полу; 6 - дюбель-винт



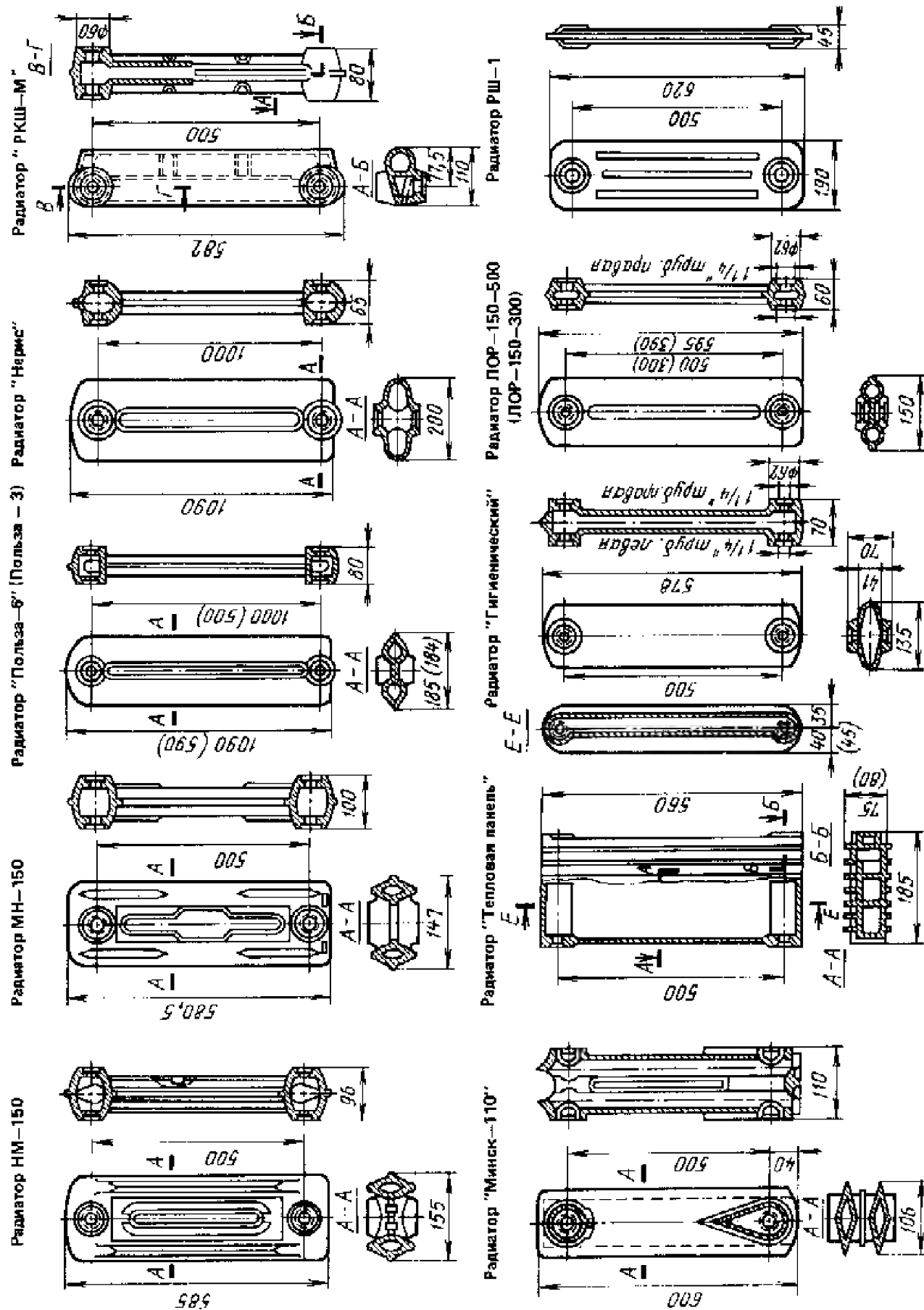


Рис. 2.117. Чугунные радиаторы, снятые с производства

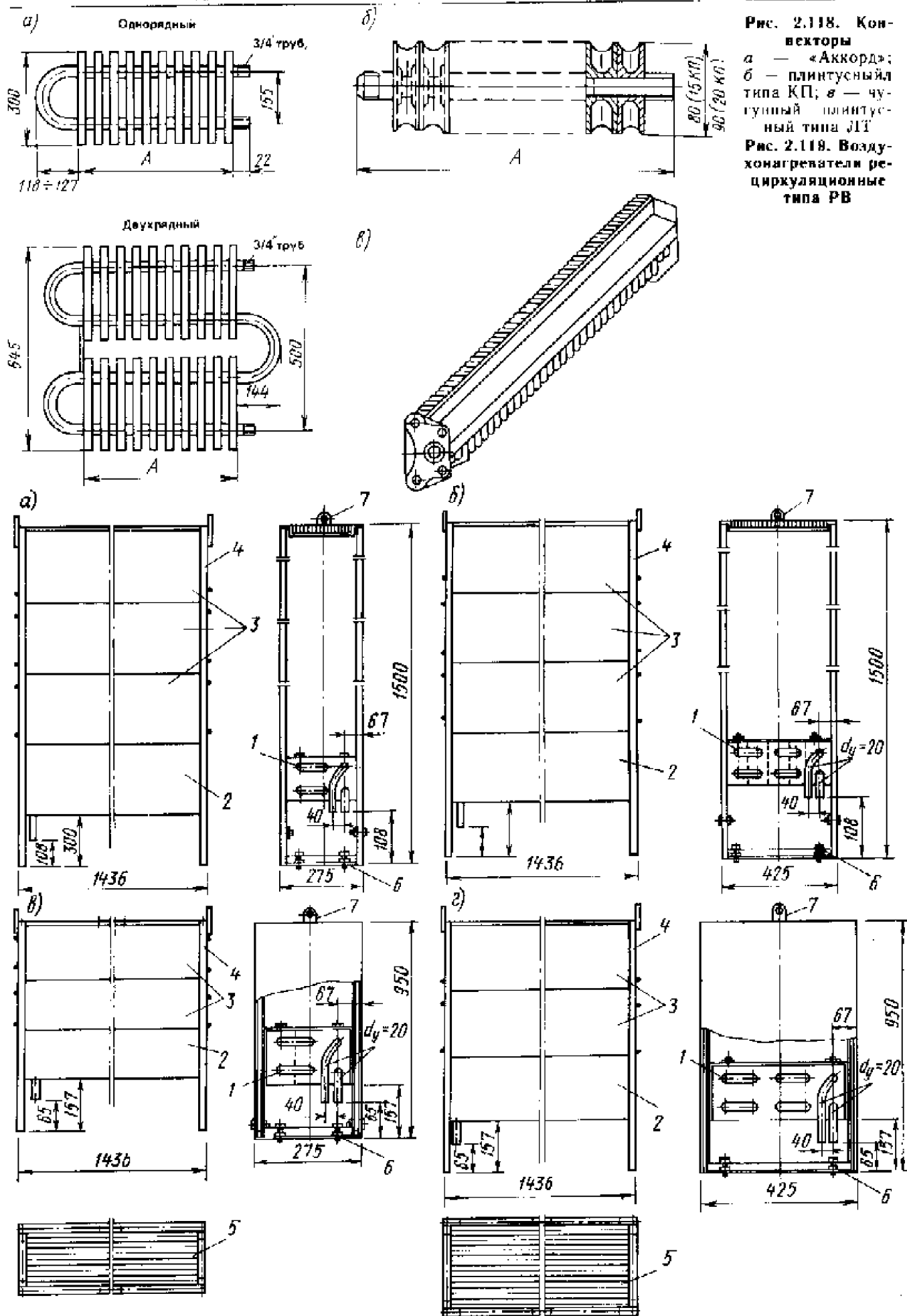


Рис. 2.118. Конвекторы

а — «Аккорд»;
б — плитушный
типа КП; в — чу-
гунный плитуш-
ный типа ПП

Рис. 2.119. Возду-
хонагреватели ре-
циркуляционные
типа РВ

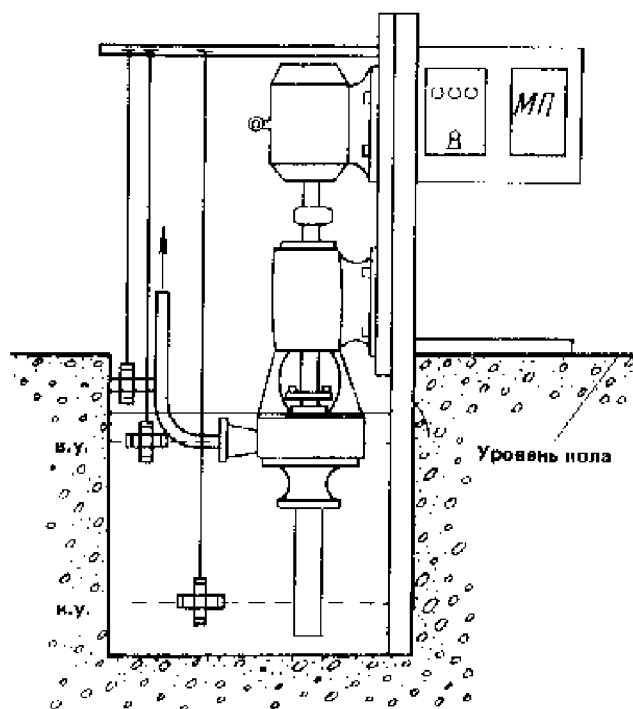


Рис. 2.121. Автоматизированный дренажный агрегат НУ — датчик нижнего уровня; ВУ — датчик верхнего уровня; МП — магнитный пускатель

автоматической откачки дренажных вод из ЦТП или других инженерных сооружений. Агрегат состоит из консольного насоса (обычно ЦНП-80), установленного вертикально на металлической конструкции, где размещены магнитный пускатель электродвигателя насоса, полупроводниковый блок автоматики и датчики уровня. Вся конструкция крепится к полу ЦТП. Агрегат снабжен тремя поплавковыми датчиками уровня. Средний датчик, установленный на уровне насоса, дает команду на его включение. Нижний датчик, установленный несколько выше всасывающего патрубка, дает команду на выключение насоса. Верхний датчик, расположенный несколько выше среднего датчика, посылает аварийный сигнал и схему сигнализации при отказе дренажного насоса или аварийной ситуации, когда поступление дренажных вод превышает производительность насоса.

Агрегат поступает на объект полностью смонтированным и отлаженным, что значительно снижает трудоемкость работ на объекте. В монтаж агрегата входит его установка, подключение к электросети и вывод дренажных вод в канализацию дренажного трубопровода, так как насос включается в тот момент, когда его рабочее колесо затоплено водой, что обеспечивает возможность автоматического включения дренажных насосов. Опыт эксплуатации вертикально установленных дренажных насосов доказал высокую надежность этого метода.

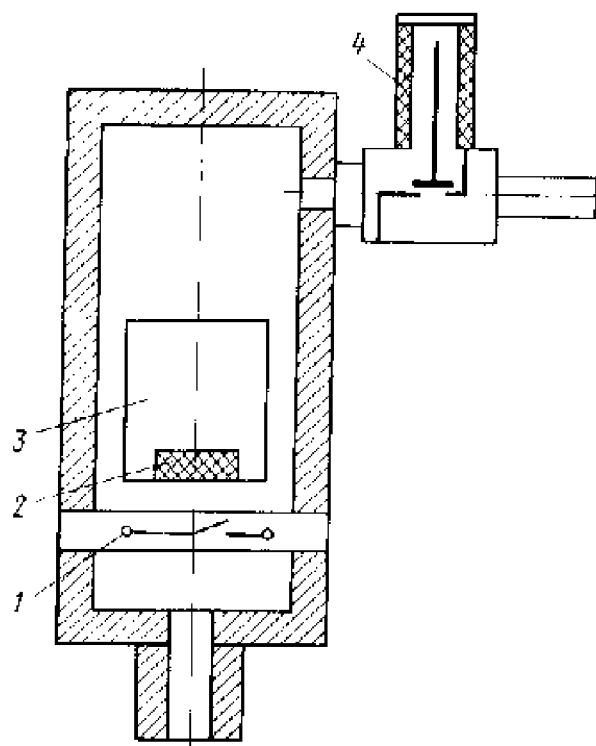


Рис. 2.122. Удалитель воздуха автоматический
1 — герком; 2 — магнит; 3 — поплавок; 4 — сливной штуцер

Устройство автоматического удаления воздуха УВ-1 предназначено для удаления воздуха из систем центрального отопления и предупреждения воздушных пробок. Устройство УВ-1 предназначено для работы в зданиях с теплыми чердаками при температуре окружающей среды от 4 до 35 °С. Питание устройства осуществляется от сети переменного тока напряжением 220 В. Давление водо-воздушной смеси в приборе до 6 кгс/см² (0,6 МПа) при температуре до 90 °С. Габаритные размеры, 169 × 112 × 274 мм; масса 2,13 кг.

Устройство состоит из корпуса, поплавка с магнитом, геркона и соленоидного клапана (рис. 2.122). УВ-1 устанавливают в верхней точке проточных воздухоотборников или магистрали системы отопления в вертикальном положении. При отсутствии в системе воздуха (устройство заполнено водой) поплавок находится в верхней части корпуса, контакт геркона разомкнут, обмотка клапана обесточена, клапан закрыт. При попадании воздуха в систему отопления поплавок опускается в нижнюю часть корпуса, герком замыкается и дает команду на открытие соленоидного клапана. Воздух через клапаны и сливной штуцер выходит из системы отопления. После удаления воздуха поплавок всплывает, клапан обесточивается, удаление воздуха (водо-воздушной смеси) из системы прекращается. Изготавливает УВ-1 Объединение «Мосжилпромкомплект».

ГЛАВА 3

ПРИСОЕДИНЕНИЕ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОТЫ К ВОДЯНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ

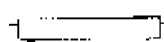
Схему присоединения систем теплоснабжения к тепловым сетям определяют видом тепловой нагрузки, температурным и пьезометрическим графиками работы тепловой сети. Теплопотребителей присоединяют к тепловым сетям

через центральные и индивидуальные тепловые пункты.

Условные обозначения приборов и оборудования, установленных на тепловых пунктах, приведены ниже.

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ ПУНКТОВ

Водо-водяной подогреватель



Клапан регулятора косвенного действия



Насос



Элеватор



Трехходовой клапан сменения шунта



Грязевик



Дроссельный регулировочный клапан



Задвижка



Предохранительный клапан



Обратный клапан

Патрубок для выемки пробы
элементов

Постоянный импульс давления



Дроссельная диафрагма



Периодический импульс давления

Сужающее устройство, счетчик
жидкости

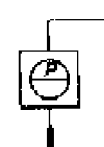
Импульс температуры



Манометр



Электроконтактный манометр



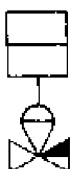
Штуцер для манометра



Термометр



Спускник

Клапан регулятора прямого
действия

Воздушник



3.1. ПРИСОЕДИНЕНИЕ СИСТЕМ ОТОПЛЕНИЯ И ВЕНТИЛЯЦИИ

Системы отопления присоединяют к тепловым сетям (работающим на перегретой воде) непосредственно без смешения (рис. 3.1), если температура воды в системе отопления не ограничена (вокзалы, бассейны, бани, прачечные, торговые помещения, здания общественного питания, производственные помещения). Если расчетная температура воды в местной системе ниже расчетной температуры воды в тепловой сети, в тепловом пункте предусматривают смешивательные устройства — элеваторы или насосы (рис. 3.2). Расчетные температуры воды в системах отопления в зависимости от назначения зданий и помещений приведены в табл. 1.12.

Тепловой пункт промышленного здания

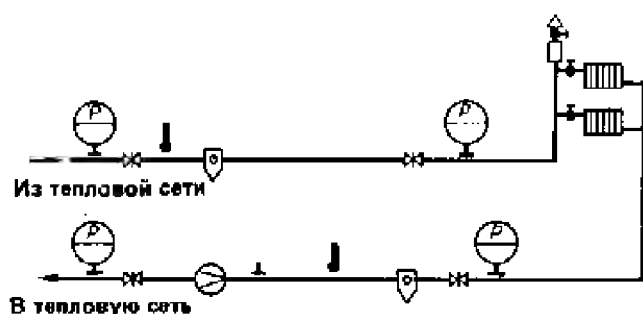


Рис. 3.1. Схема непосредственного присоединения систем отопления жилых и общественных зданий

включает в себя распределительные коллекторы, от которых питаются системы отопления с конвективно-излучающими приборами, системы воздушного отопления и системы вентиляции (рис. 3.3.). Схемы присоединения систем отопления (вентиляции) должны соответствовать гидравлическому режиму, разработанному в процессе проведения наладочных работ, и учитывать характер лызометрического графика и рельефа местности.

3.2. ПРИСОЕДИНЕНИЕ СИСТЕМ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

При закрытой системе теплоснабжения системы горячего водоснабжения потребителей присоединяют к двухтрубным водяным тепло-

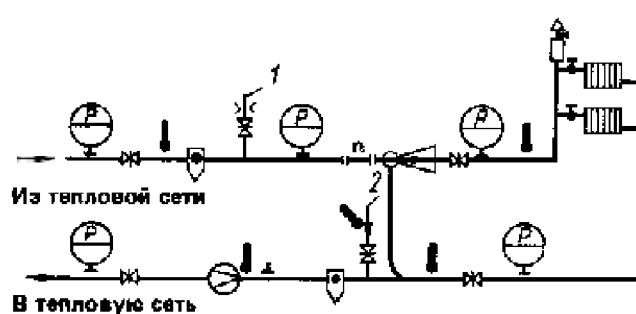


Рис. 3.2. Схема элеваторного присоединения жилых и общественных зданий
1 — отведение на калориферы; 2 — отведение от калориферов

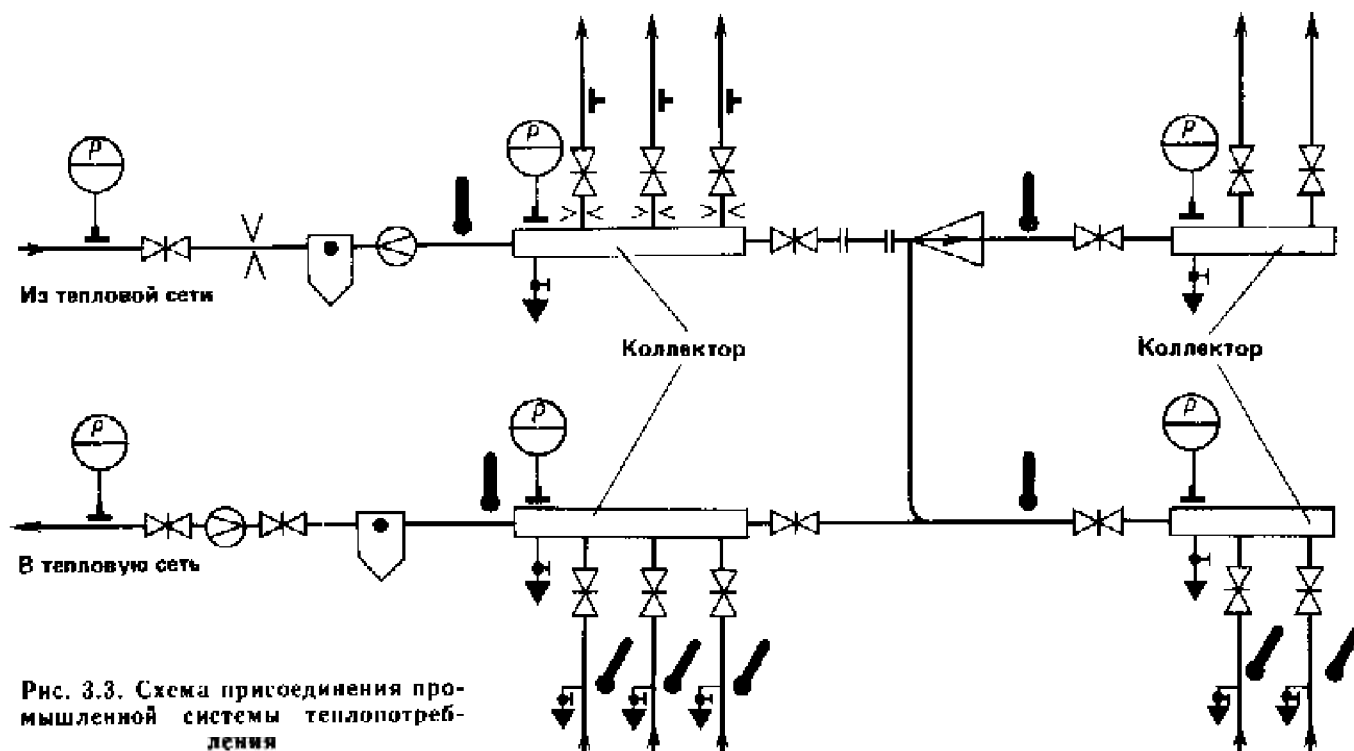


Рис. 3.3. Схема присоединения промышленной системы теплоснабжения

вым сетям через водонагреватели. Водонагреватели в зависимости от величины соотношения максимального часового расхода теплоты на горячее водоснабжение $Q_{г.в.}^{max}$ и максимального часового расхода теплоты на отопление $Q_{от}^{max}$ (в центральном или индивидуальном тепловом пункте) присоединяют следующим образом:

а) при $0,2 < Q_{г.в.}^{max}/Q_{от}^{max} < 1,0$ — по двухступенчатой последовательной и смешанной схемам (рис. 3.4, 3.5) в зависимости от принятого режима регулирования отпуска теплоты в тепловых сетях;

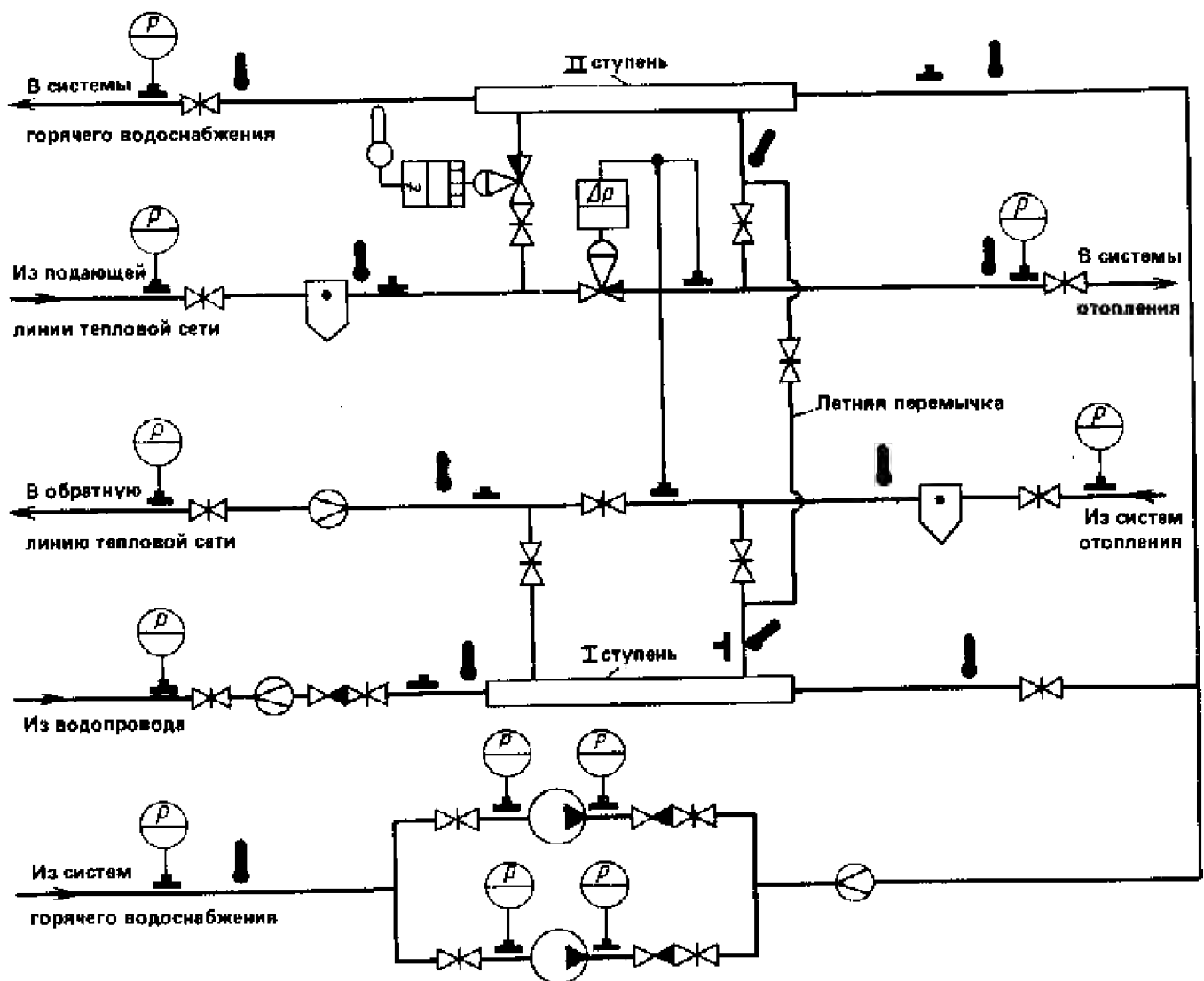
б) при $Q_{г.в.}^{max}/Q_{от}^{max} \geq 1,0$ по параллельной схеме (рис. 3.6). По этой же схеме присоединяются мелкие потребители с нагрузкой $Q_{г.в.}^{max} \leq 0,2$ Гкал/ч (детские учреждения, предприятия общественного питания и т. п.).

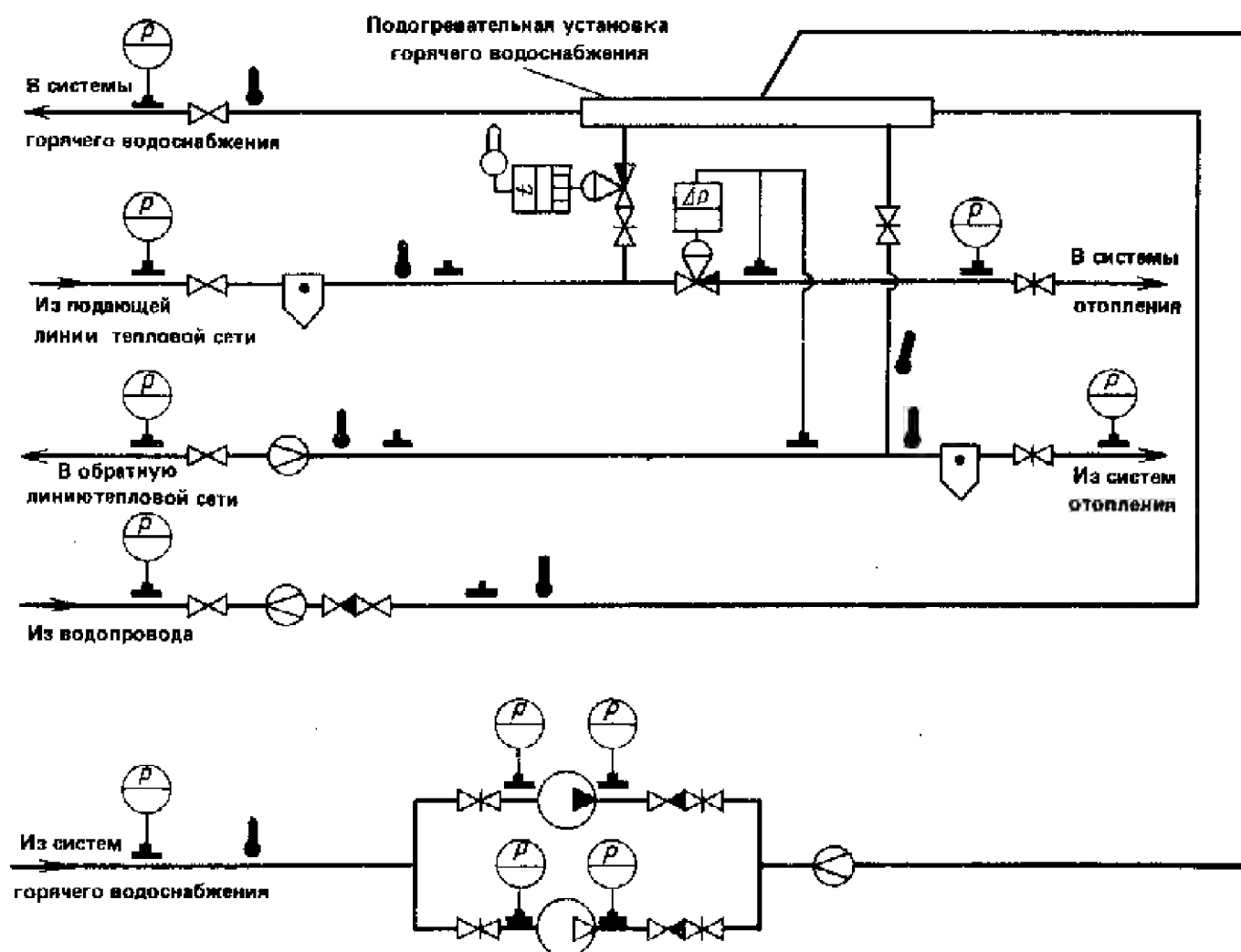
Рис. 3.4. Схема присоединения горячего водоснабжения с включением подогревателей по двухступенчатой последовательной схеме

Отличительной особенностью работы двухступенчатого подогревателя горячего водоснабжения, включенного по последовательной схеме, является то, что вода из подающего трубопровода, пройдя подогреватель II ступени, поступает в систему отопления. Вода из системы отопления проходит через I ступень, при этом задвижка на обходной линии подогревателя закрыта (см. рис. 3.4). Регулятор постоянства расхода настроен так, чтобы через систему отопления проходил суммарный расход сетевой воды на отопление и горячее водоснабжение. Последовательную схему включения подогревателей можно применять только с регулятором постоянства расхода.

Для непосредственного соединения II и I ступеней подогревателя при работе в летний период между ними ставят перемычку с задвижкой, которая в период работы системы отопления закрыта.

Двухступенчатый подогреватель горячего





водоснабжения, включенный по смешанной схеме (см. рис. 3.5), отличается от предыдущего тем, что сетевая вода, отдав часть своей теплоты на подогрев до необходимой температуры водопроводной воды во II ступени подогревателя, поступает в обратный трубопровод и затем вместе с обратной водой от системы отопления — в I ступень подогревателя. Установка регулятора постоянства расхода, настраиваемого на расчетный расход воды для системы отопления, необязательна. Необходимость его установки определяется принципами автоматизации всей системы теплоснабжения. В летний период система отопления отключается и сетевая вода последовательно проходит через I и II ступени подогревателя.

При параллельной схеме присоединения работа подогревателя горячего водоснабжения не зависит от работы системы отопления. Как и при смешанной схеме включения подогревателей, необходимость в регуляторе постоянства расхода определяется принципами автоматизации системы теплоснабжения.

Рис. 3.5. Схема присоединения горячего водоснабжения с включением подогревателей по двухступенчатой смешанной схеме

При открытой схеме теплоснабжения (непосредственный подоразбор) система горячего водоснабжения присоединяется непосредственно к подающей и обратной линиям на вводе (рис. 3.7).

3.3. СХЕМЫ ТЕПЛОВЫХ ПУНКТОВ

Гидравлический режим тепловых пунктов. Для нормальной работы потребителей гидравлический режим тепловой сети на вводе в тепловой пункт (ТП) должен удовлетворять следующим условиям (рис. 3.8, потребитель 1):

1) $H_0 > H_{н.с.}$, $P_0 < P_{доп}$ — напор в обратной линии достаточен для залива местных систем, но в то же время давление в этой линии меньше допустимого для нагревательных приборов систем отопления;

2) $H_0 - \Delta H_p > H_{н.с.}$ — напор в подающей ли-

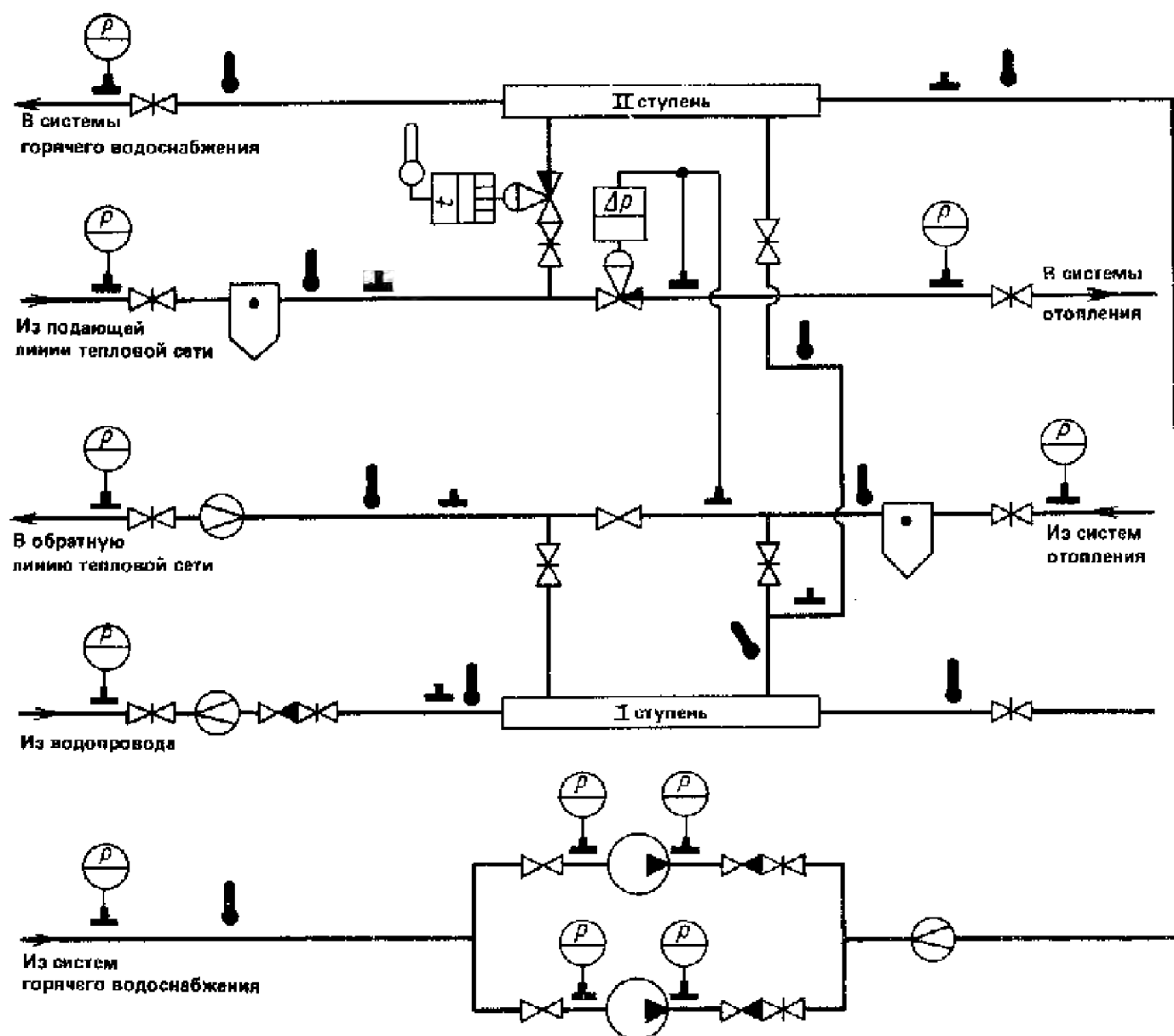
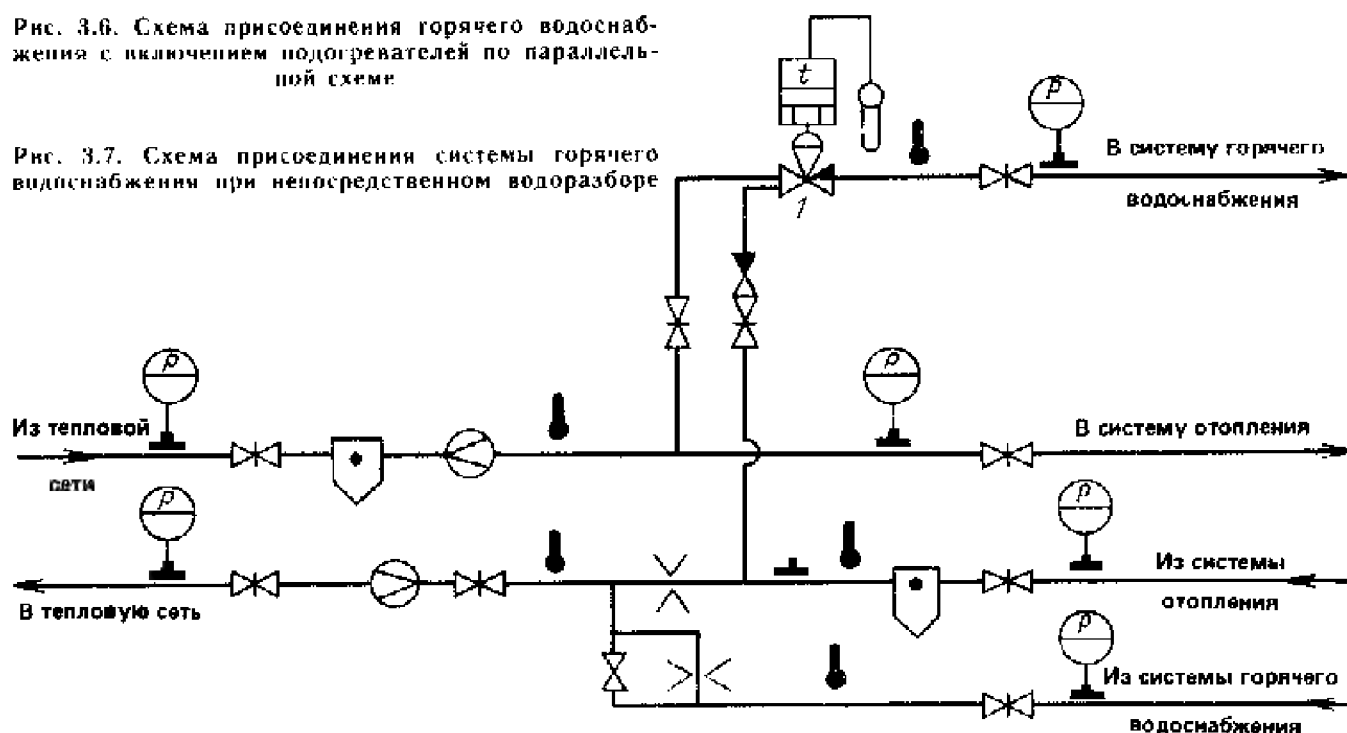


Рис. 3.6. Схема присоединения горячего водоснабжения с включением подогревателей по параллельной схеме

Рис. 3.7. Схема присоединения системы горячего водоснабжения при непосредственном водоразборе



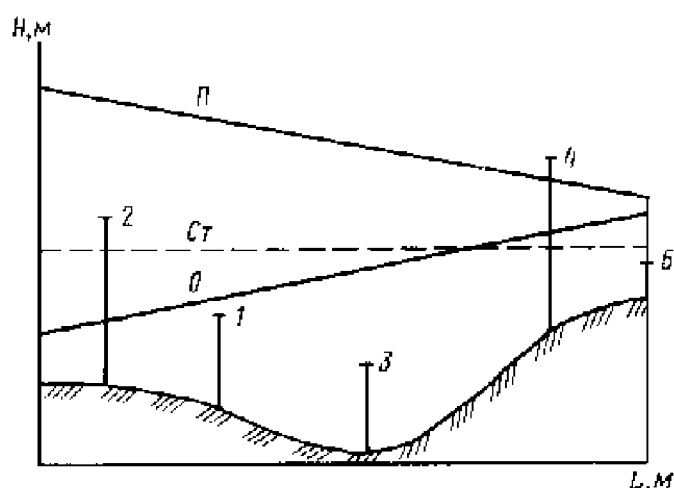


Рис. 3.8. Пьезометрический график тепловой сети: П — линия напоров в подающем трубопроводе тепловой сети; СТ — линия статического напора в системе теплоснабжения; О — линия напоров в обратном трубопроводе тепловой сети; 1—5 — потребители

ния за вычетом необходимого располагаемого напора ΔH_p достаточен для подачи воды в верхние точки местных систем;

3) $\Delta H > \Delta H_p$ — располагаемый напор в ТП превышает напор, необходимый для преодоления гидравлического сопротивления разводящих сетей и местных систем;

4) $H_{ст} > H_{м.с.}$, $P_{ст} < P_{доп}$ — напор в тепловой сети при статическом режиме обеспечивает залив местных систем, но в то же время статическое давление оказывается меньше допустимого для нагревательных приборов систем отопления.

Если напоры (давления) в тепловой сети удовлетворяют указанным выше требованиям, в схему ТП и принципиальную схему автоматизации не надо вводить дополнительные элементы, изменяющие величины напоров в тепловом пункте.

Пьезометрический график тепловой сети в точке подключения ТП не всегда удовлетворяет одному или нескольким требованиям нормальной работы. При этом в зависимости от характера отклонений гидравлического режима необходимы следующие мероприятия:

1) если $H_{об} < H_{м.с.}$, т. е. напор в обратной линии не обеспечивает залив местных систем (см. рис. 3.8, потребитель 2), необходимо повысить напор в этой линии (подкачка);

2) если $P_{об} > P_{доп}$, т. е. давление в обратной линии превышает допустимое по условиям прочности нагревательных приборов системы отоп-

ления (потребитель 3), следует снизить давление в обратной линии (подкачка);

3) если $H_{об} - \Delta H_p < H_{м.с.}$, т. е. напор в подающей линии не обеспечивает подачу воды к верхним точкам местных систем (потребитель 4), необходимо повысить напор в подающей линии (подкачка);

4) если $\Delta H < \Delta H_p$, т. е. располагаемый напор в ТП недостаточен для пропуска расчетного расхода воды по разводящим сетям и местным системам (потребитель 5), следует повысить располагаемый напор (подкачка на обратной или подающей линиях) или заменить эжекционное подмешивание насосным;

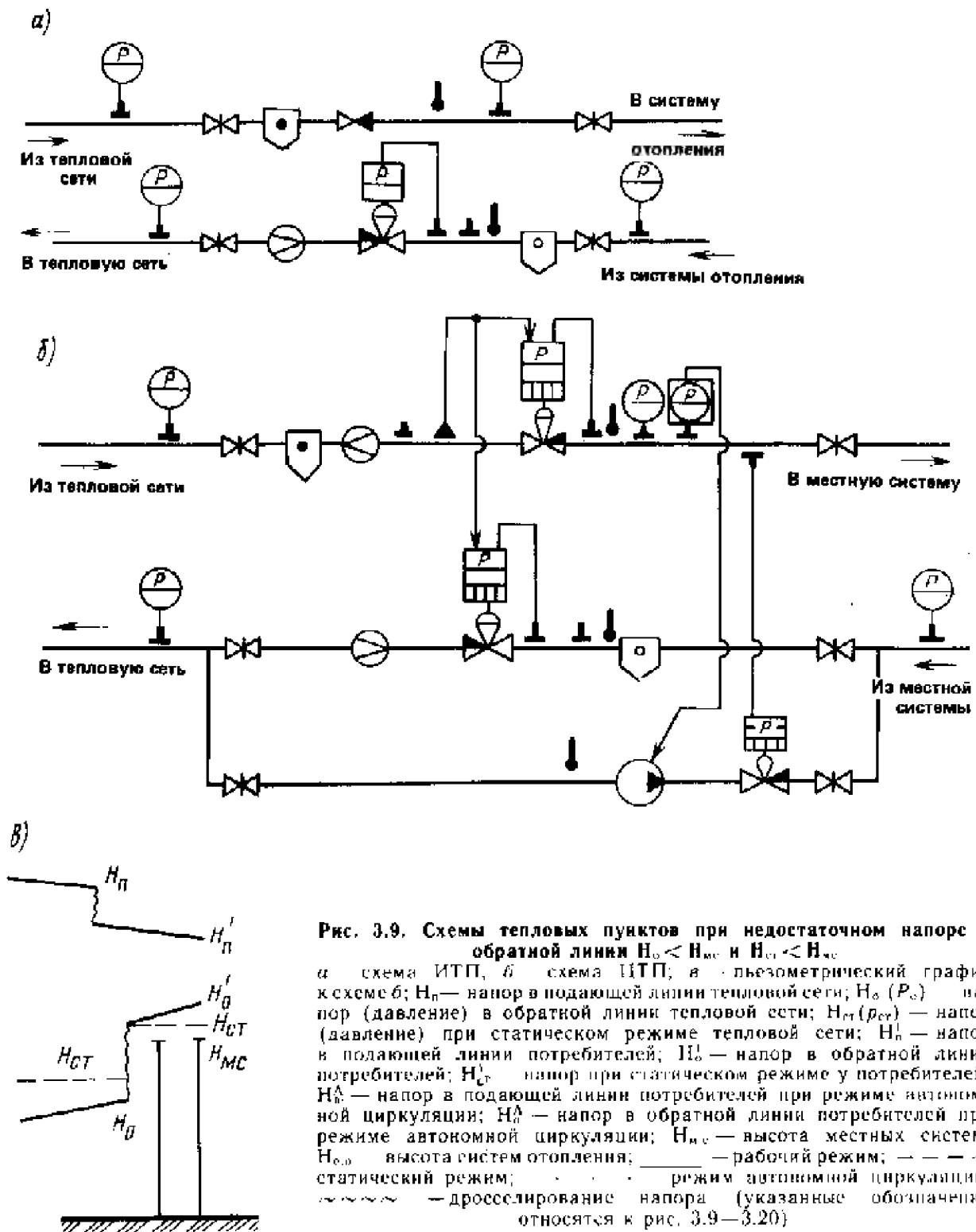
5) если $H_{ст} < H_{м.с.}$, т. е. напор в тепловой сети при статическом режиме не обеспечивает залив местных систем, что вызывает их опорожнение (потребитель 2), необходимо ТП отсоединить (отсечь) от тепловой сети;

6) если $P_{ст} > P_{доп}$, т. е. давление в тепловой сети при статическом режиме превышает допустимое для нагревательных приборов, что может вызвать их разрушение (потребитель 3), также следует автоматически отключить ТП от тепловой сети.

При указанных отклонениях гидравлического режима на ТП можно применить независимую схему присоединения систем отопления.

Схемы ТП при недостаточном напоре в обратной линии. Если напор в обратной линии ТП при расчетном или каком-либо переменном режиме оказывается меньше высоты местных систем и не может обеспечить их залив, необходимо увеличить напор путем установки на обратной линии регулятора давления «до себя» (регулятора подпора). Давление, поддерживаемое этим регулятором, назначают обычно на $0,3\text{--}0,8 \text{ кгс/см}^2$ ($0,03\text{--}0,08 \text{ МПа}$) больше, чем статическое давление местных систем. Меньшую величину избыточного давления ($0,3\text{--}0,5 \text{ кгс/см}^2$) ($0,03\text{--}0,05 \text{ МПа}$) назначают при регуляторе подпора непрямого действия.

Для индивидуальных тепловых пунктов (ИТП) целесообразно использовать простую схему, показанную на рис. 3.9а. В этой схеме регулятор подпора отсекает поддерживаемое необходимое давление в обратной линии ИТП при работе сети. При наступлении статического режима регулятор подпора, стремясь поддержать давление настройки, закрывается. Уход воды из местных систем по подающей



линии предотвращается обратным клапаном. В этой схеме требования к плотности отключения потребителей при статическом режиме снижены. Поэтому на подающей линии ЦТП допустима установка обратного клапана, а на обратной линии — регулятора давления прямого действия.

Для крупных центральных тепловых пунктов (ЦТП) с повышенными требованиями к

заполнению местных систем при $H_{ст} < H_{мс}$ необходимо обеспечить высокую герметичность (отсечки) потребителей в период статического режима. С этой целью в ЦТП устанавливают на подающей и обратной линиях регуляторы давления непрямого действия (рис. 3.9, б). При работе сети регулятор подпора (отсечки), установленный на обратной линии, поддерживает необходимое давление в ней. Поддерживает

ние давления в подающей линии необходимо лишь для того, чтобы обеспечить постоянную деятельность клапана отсечки на подающей линии и готовность его срабатывания к моменту отсечки. При совместной работе обоих клапанов располагаемый на входе ЦТП поддерживается постоянным.

При статическом режиме оба клапана закрываются по импульсу падения давления в подающей линии. С падением давления у потребителей за отсечными клапанами включается подпиточный насос и открывается регулятор подпитки, который обеспечивает залив местных систем. Установка подпиточного насоса в ЦТП особо необходима при непосредственном подборе у потребителей.

Пьезометрический график к схеме 3.9, б показан на рис. 3.9, а.

Схема ТП при недопустимо высоком давлении в обратной линии. Если давление в обратной линии ТП при работе тепловой сети превышает допустимое для нагревательных приборов систем отопления, на этой линии следует установить подкачивающие насосы. Напор насосов выбирают таким, чтобы давление на их всасывающей стороне было ниже допустимого для приборов, но вместе с тем не приводило к опорожнению систем отопления. Схема ИТП при невысоких требованиях к герметичности отсечения системы отопления показана на рис. 3.10, а. Схему применяют в случаях, когда изменения давления на всасывающей стороне подкачивающих насосов при переменных гидравлических режимах тепловой сети не приводят к опорожнению системы отопления. В этих условиях нет необходимости стабилизировать давление в обратной линии.

При аварийном останове подкачивающих насосов для предотвращения недопустимого повышения давления у потребителя производится отсечка ИТП от тепловой сети. Отсечка по обратной линии осуществляется установкой специального обратного клапана, поскольку клапаны, расположенные на насосах, теряют плотность посадки при переходах с рабочего насоса на резервный.

Отсечка по подающей линии выполняется установкой клапана, которому в целях поддержания его работоспособности придают функцию регулятора давления «после себя». Импульсом на отсечку подающей линии служит исчезновение напора подкачивающих насосов.

Для предотвращения повышения давления у потребителя в момент отсечки, а также на случай неплотности отсечных клапанов устанавливают предохранительный клапан, который срабатывает при давлении, несколько меньшем, чем допустимое для нагревательных приборов.

При статическом режиме тепловой сети необходим останов подкачивающих насосов. В противном случае возможен опорожнение потребителя ИТП (при невысоком статическом напоре) и опрокидывание циркуляции в системах отопления соседних потребителей. Импульсом на останов подкачивающих насосов служит падение напора в подающей линии тепловой сети. Если напор в подающей линии тепловой сети при ее работе мало отличается от величины статического напора, останов подкачивающих насосов следует производить по импульсу исчезновения располагаемого напора на входе в ИТП. При останове подкачивающих насосов происходит отсечка системы отопления.

Для повышения срока службы системы отопления при статическом режиме тепловой сети и схеме применяют переключку с двумя нормально закрытыми задвижками и открытым спуском между ними. Эта переключка позволяет создать автономную циркуляцию воды в системе отопления и существенно отдалить тем самым момент необходимого слива воды из системы при нарушении работы тепловой сети. Подпитку отключенной системы отопления осуществляют открыванием задвижки на подающей линии тепловой сети, при этом задвижка на обратной линии закрыта. Принципиальная схема автоматизации крупного ЦТП показана на рис. 3.10, б. В этом случае разность между напором на всасывающей стороне подкачивающих насосов и высотой местных систем велика, и при переменном режиме тепловой сети системы могут опорожниться. Эту схему применяют и для ИТП, если напор в обратной линии потребителей при переменном режиме тепловой сети не может обеспечить залив систем отопления, и в связи с этим необходимо стабилизировать напор во всасывающих патрубках подкачивающих насосов.

При останове подкачивающих насосов отсечка подающей и обратной линий осуществляется соответствующими регуляторами давления, срабатывающими при исчезновении напо-

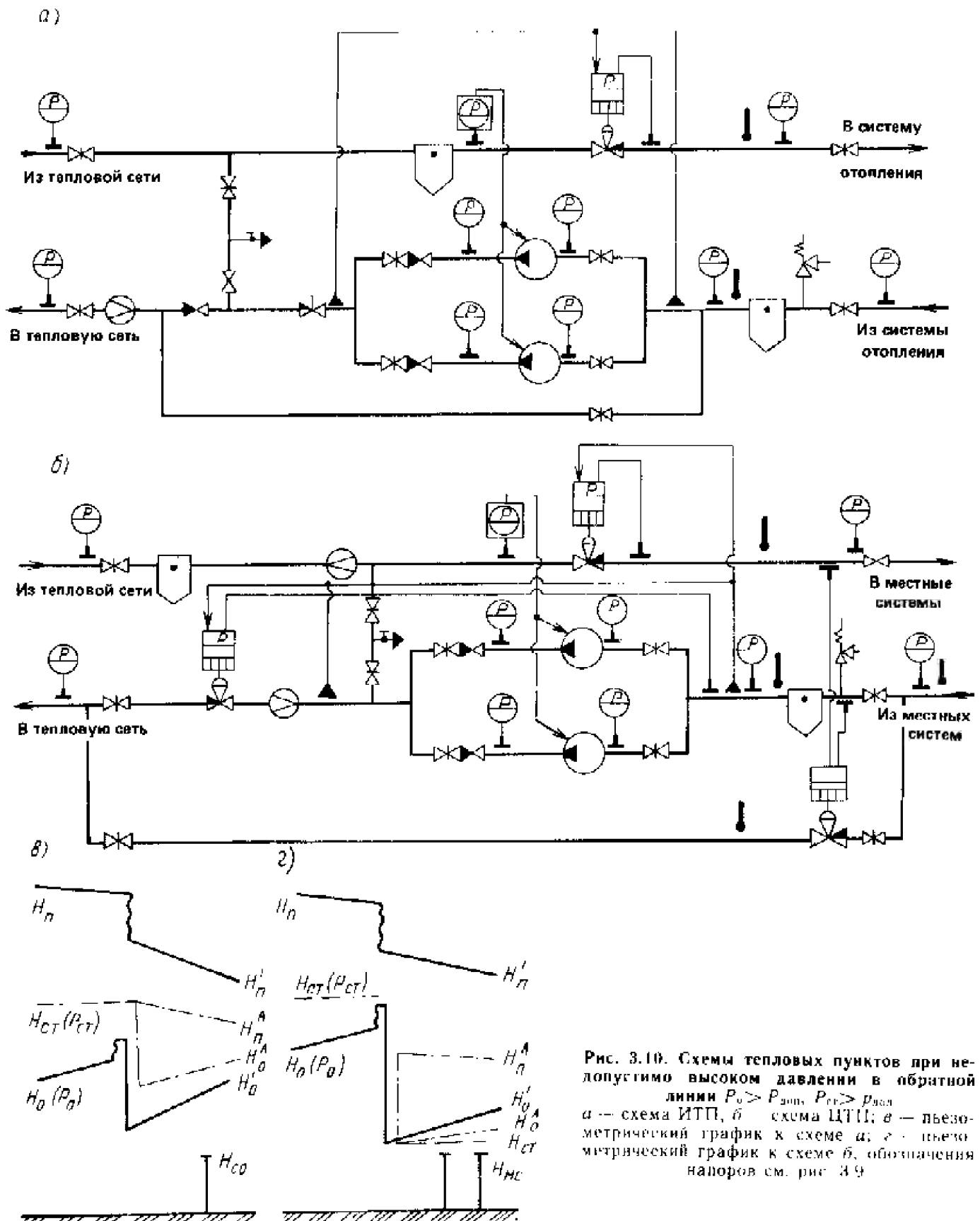


Рис. 3.10. Схемы тепловых пунктов при недопустимо высоком давлении в обратной линии $P_o > P_{доп}$, $P_{ст} > P_{доп}$
 а — схема ТП, б — схема ЦТП; в — пьезометрический график к схеме а; г — пьезометрический график к схеме б, обозначения напоров см. рис. 3.9

ра подкачивающих насосов. При статическом режиме останавливаются насосы, а затем производится отсечка потребителей.

Для крупных ЦТП, а тем более при непосредственном водоразборе у потребителей не-

обходима подпитка отключенных от тепловой сети потребителей. Подпитка осуществляется по подпиточной линии, оборудованной регулятором подпитки. Импульс для регулятора подпитки принимается из подающей линии разво-

дящих тепловых сетей за клапаном отсечки. В нормальном режиме регулятор подпитки закрыт вследствие высокого давления в импульсной точке. При отсечке потребителей и постепенном падении давления в разводящих сетях за ЦТП регулятор подпитки вступает в работу, поддерживая давление у потребителей, не допускающее опорожнение их местных систем.

При организации автономной циркуляции теплоносителя у потребителей величину импульса регулятора подпитки следует сохранить по сравнению со статическим режимом, однако точку отбора импульса необходимо перенести на обратную линию (см. рис. 3.10, б).

Схемы ТП при недостаточном напоре в подающей линии. Если напор в подающей линии тепловой сети оказывается меньше высоты местных систем, в ТП устанавливают регулятор подпора на обратной линии и насос на подающей линии. Давление, поддерживаемое регулятором подпора, выбирают таким, чтобы обеспечить залив местных систем, а напор насоса должен быть достаточным для преодоления сопротивления разводящих трубопроводов и местных систем при указанном давлении в их обратной линии. Такое же оборудование применяют и в том случае, если напор в подающей линии достаточен для залива местных систем, но при работе регулятора подпора не хватает располагаемого напора на выходе из ТП для преодоления сопротивления разводящих трубопроводов и местных систем.

Простейшая схема ИТП, в которой понижены требования к заливу системы отопления при аварийных режимах, показана на рис. 3.11, а. На обратной линии в этой схеме устанавливают регулятор подпора прямого действия, который закрывается при останове подкачивающих насосов. Слив воды из системы отопления по подающей линии предотвращается обратным клапаном.

При статическом режиме для предупреждения опрокидывания циркуляции у соседних потребителей подкачивающие насосы останавливаются. Это происходит по импульсу падения давления в подающей линии. Если напор подкачивающего насоса оказывается достаточным при статическом режиме для подачи воды к верхним точкам системы отопления ($H_{ст} + H_{вл} - H_{от} > 6 - 10 \text{ м}$), целесообразно устраивать перемычки между подающей и обратной

линиями, позволяющие организовать автономную циркуляцию теплоносителя при нарушении работы тепловой сети (рис. 3.11, а). Подпитку автономно работающего потребителя осуществляют через обратную линию.

Для крупных ЦТП с большим числом потребителей и особенно при непосредственном водоразборе применяют схему, показанную на рис. 3.11, б. Для создания необходимого давления в обратной линии потребителей в ЦТП устанавливают регулятор подпора непрямого действия, который поддерживает регулируемое давление с высокой точностью и, главное, обеспечивает герметичность отсечки потребителей по обратной линии. При останове подкачивающих насосов отсечка потребителей от внешней сети осуществляется регулятором давления и обратным клапаном, а их подпитка — включением подпиточного насоса. Необходимое давление подпиточной воды обеспечивает регулятор подпитки. Величина настройки этого регулятора определяется высотой присоединенных местных систем, а при непосредственном водоразборе у потребителей дополнительно учитывают потери напора по разводящей сети. При непосредственном водоразборе приходится мириться с опрокидыванием циркуляции в отсеченных системах отопления в теплый период отопительного сезона. При наступлении статического режима подкачивающие насосы останавливаются и происходит отсечка потребителей от тепловой сети.

В отличие от схемы, показанной на рис. 3.11, а, в рассматриваемой схеме организация автономной циркуляции теплоносителя возможна независимо от величины напора подкачивающих насосов и статического напора. Принципы осуществления автономной циркуляции аналогичны изложенным при рассмотрении схемы «подкачка на обратной линии» (см. рис. 3.10, б).

Схемы ТП при недостаточном располагаемом напоре у потребителей. Увеличить располагаемый напор в ТП можно установкой подкачивающих насосов на обратной или подающей линии. Увеличение располагаемого напора с помощью подкачивающих насосов на обратной линии предпочтительнее, чем установка их на подающей. На обратной линии можно устанавливать насосы «холодной» воды ($t < 100^\circ\text{C}$), и кроме увеличения располагаемого напора эти насосы будут несколько снижать напор

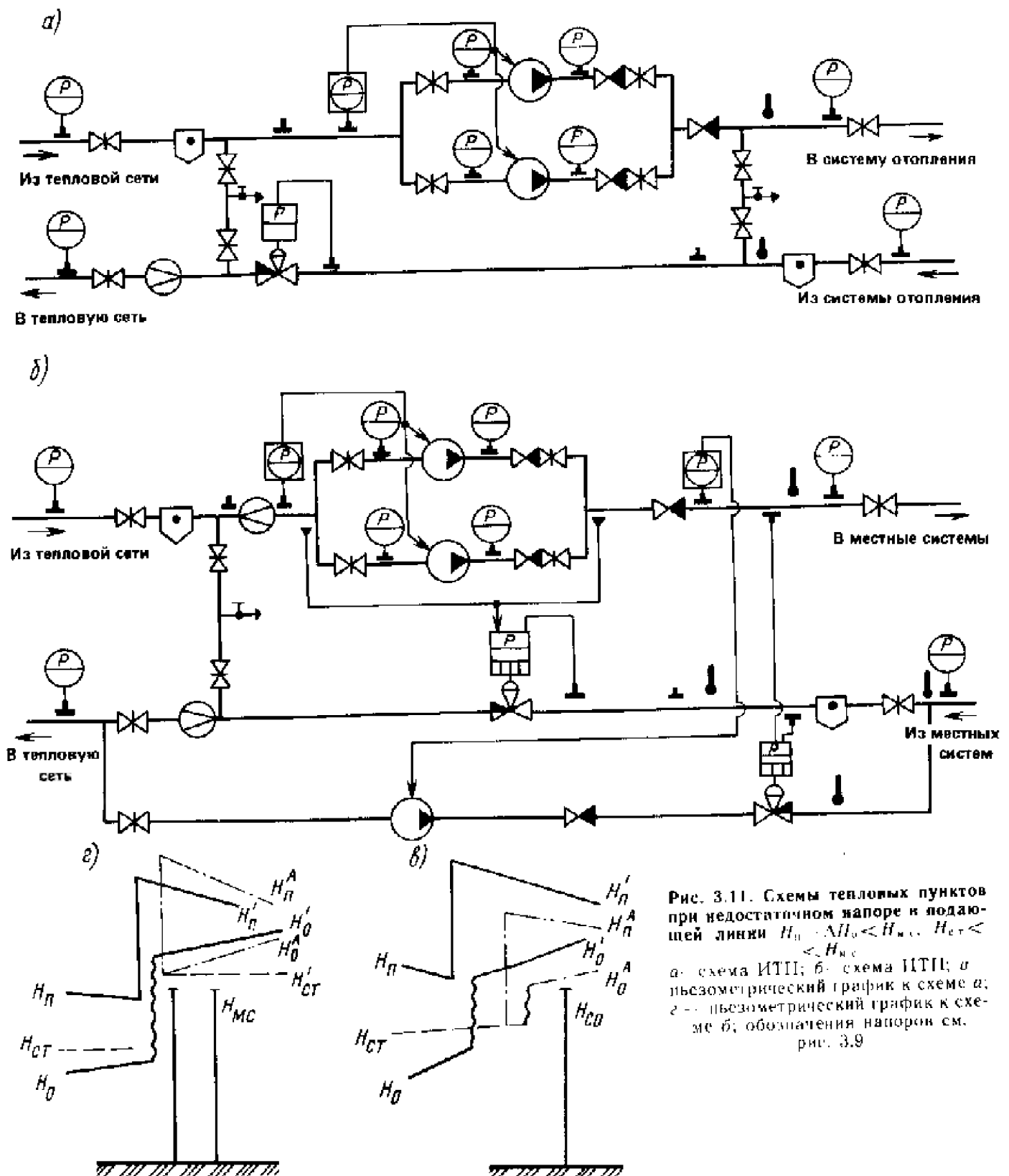


Рис. 3.11. Схемы тепловых пунктов при недостаточном напоре в подающей линии $H_0 - \Delta P_0 < H_{мс}$, $H_{от} < H_{мс}$
 а - схема ИТП; б - схема ИТП; в - пьезометрический график к схеме а; г - пьезометрический график к схеме б; обозначения напоров см. рис. 3.9

в обратной линии местных систем. Лишь при малой разности напоров ($H_0 - H_{мс}$), что препятствует установке насосов на обратной линии, в качестве вынужденного решения следует предусматривать подкачивающие насосы на подающей линии.

При элеваторной схеме присоединения сис-

тем отодвигая недостаток располагаемого напора можно устранить установкой на ИТП подмешивающих насосов.

а) *Схема ТП с насосами на обратной линии.* Схему ТП, показанную на рис. 3.12, а, используют для увеличения располагаемого напора для ТП любой мощности. Схема отвечает

нормальным значениям напоров в обратной линии ТП как при работе сети, так и при статическом режиме: $H_{об} > H_{об.ст}$; $P_{об} < P_{об.ст}$ и $H_{об} > H_{об.ст}$; $P_{об} < P_{об.ст}$. Кроме того, разность между напором в обратной линии и высотой местных систем при переменных режимах в тепловой сети для этой схемы не должна становиться меньше минимально допустимой величины (5–8 м). По этой причине в схеме не стабилизируется давление на всасывающей стороне подкачивающих насосов.

При указанном гидравлическом режиме ТП останов подкачивающих насосов и статический режим тепловой сети не вызывают недопустимых нарушений гидравлического режима потребителей, присоединенных к ТП. Для пропуска воды помимо остановившихся насосов необходимы переключки с обратным клапаном, закрытым при их работе. Отсутствие переключки вызовет большие гидравлические потери в остановившихся насосах и может привести помимо резкого сокращения циркуляции воды к недопустимому повышению давления в обратной линии потребителей.

При статическом режиме в тепловой сети работа подкачивающих насосов на ТП может привести к опорожнению местных систем потребителей этого ТП и, кроме того, вызовет опрокидывание циркуляции у соседних потребителей. Это связано с поступлением холодной воды из обратной линии в подающую магистраль и с недопустимо резким скачком температуры в ней.

По этой причине подкачивающие насосы должны быть остановлены, если в сети возникает статический режим. Импульс на их останов может быть принят по падению напора в подающей сети ТП.

б) *Схема ТП с насосами на подающей линии.* Подкачивающие насосы на подающей линии, служащие для увеличения располагаемого напора на ТП, следует применять лишь в том случае, если величина напора в верхних точках местных систем недостаточна для установки насосов на обратной линии. Схема ТП с насосами на подающей линии показана на рис. 3.12, б. При этой схеме при расчетной температуре воды выше 100°C применяют горячеводные насосы.

При останове подкачивающих насосов пропуск воды к потребителям по подающей линии обеспечивают установкой переключки с обрат-

ным клапаном. При статическом режиме насосы останавливают.

Независимо от местоположения подкачивающих насосов, увеличивающих располагаемый напор у потребителей, автономную циркуляцию осуществляют при подпитке из той линии, где при работе насосов будет обеспечен залив местных систем (на рис. 3.12, а — из подающей, на рис. 3.12, б — из обратной линии).

Схемы ТП с увеличением располагаемого напора и защитой местных систем. Недостаток располагаемого напора у потребителей может сочетаться с необходимостью защиты их местных систем от опорожнения или от недопустимого давления в обратной линии. В первом случае увеличения располагаемого напора достигают только установкой подкачивающих насосов на подающей линии. Для небольших ТП применяют схему, показанную на рис. 3.11, а, в которой должна быть исключена переключка между подающей и обратной линиями, расположенная на нагнетательной стороне, подкачивающих насосов, и добавлен байпас насосов с задвижкой и обратным клапаном. При такой схеме при нормальной работе ТП поддерживается постоянное давление в обратной линии. При останове подкачивающих насосов системы отопления продолжают работать, но при сокращенном расходе воды. Вода к системам отопления поступает по переключке вокруг насосов. При наступлении статического режима в тепловой сети останавливаются подкачивающие насосы и закрывается регулятор подпора.

Автономную циркуляцию теплоносителя по местным системам можно организовать и в случае, когда $H_{об} < H_{об.ст}$, но для ее осуществления необходимо выполнение следующего условия (см. рис. 3.11, в):

$$H_{об} + H_{под} - H_{об.ст} > 6 - 10 \text{ м.} \quad (3.1)$$

Для ЦТП увеличение располагаемого напора и напора в обратной линии осуществляют по схеме, показанной на рис. 3.11, б, в которой должна быть установлена переключка с обратным клапаном вокруг подкачивающих насосов. При работе тепловой сети и останове подкачивающих насосов схема выполняет те же функции, что и схема а (см. рис. 3.11). При статическом режиме потребители автоматически отключаются от тепловой сети и по подпиточной линии производится их подпитка. Автономную циркуляцию теплоносителя осуществляют при работе подпиточного насоса, и по-

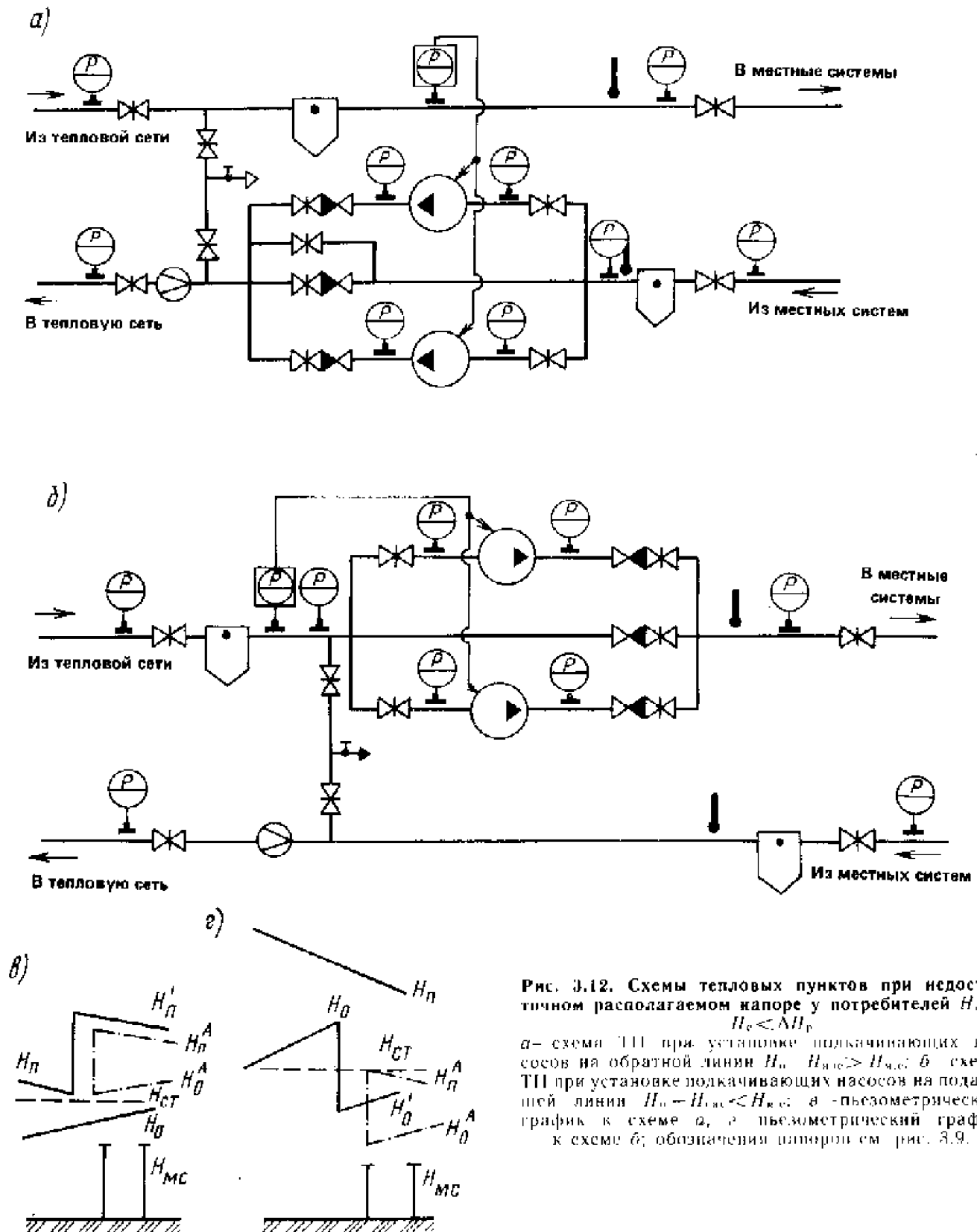


Рис. 3.12. Схемы тепловых пунктов при недостаточном располагаемом напоре у потребителей $H_{д.р} - H_{д.п} < \Delta H_p$

а — схема ТП при установке подкачивающих насосов на обратной линии $H_{д.п} - H_{д.р} > H_{к.с}$; б — схема ТП при установке подкачивающих насосов на подающей линии $H_{д.п} - H_{д.р} < H_{к.с}$; в — пьезометрический график к схеме а, г — пьезометрический график к схеме б; обозначения шрифтом см. рис. 3.9.

этому ее возможность не зависит от величины статического напора в тепловой сети (рис. 3.11, з).

При сочетании защиты от недопустимого давления в обратной линии и увеличения располагаемого напора подкачивающие насосы

на обратной линии могут одновременно выполнять обе функции. Поэтому схемы, показанные на рис. 3.10, а и б, обеспечивающие защиту потребителей, используют и для увеличения располагаемого напора.

Схемы ТП при независимом присоединении

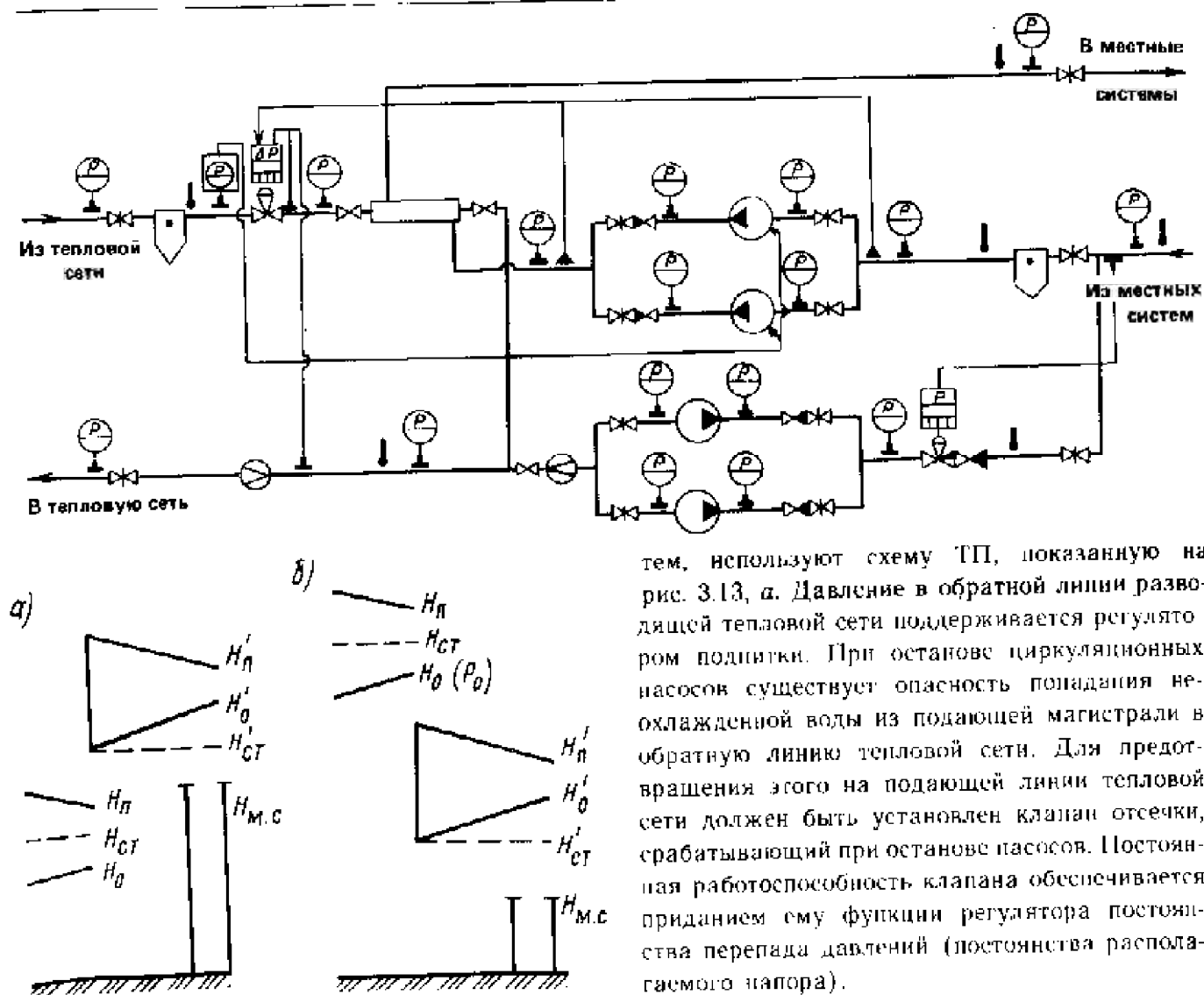


Рис. 3.13. Схема теплового пункта при независимом присоединении местных систем $H_п - \Delta H_p < H_{м.с}$. а — пьезометрический график при $H_п - \Delta H_p < H_{м.с}$; б — пьезометрический график при $P_д > P_{доп}$; обозначения напоров см. рис. 3.9.

местных систем. Независимое присоединение местных систем применяют обычно в целях повышения надежности их работы. Эту схему ТП используют для присоединения к тепловой сети уникальных сооружений или местных систем со сложным переменным режимом. Кроме того, местные системы могут быть присоединены к тепловой сети с помощью подогревателей в тех случаях, при которых необходима установка подкачивающих или подменивающих насосов. Независимое присоединение может быть применено взамен подкачивающих насосов на подающей или обратной линии соответственно при $H_п - \Delta H_p < H_{м.с}$ и $P_д > P_{доп}$.

При напоре в подающей (или обратной) линии, недостаточном для залива местных сис-

тем, используют схему ТП, показанную на рис. 3.13, а. Давление в обратной линии разводящей тепловой сети поддерживается регулятором подпитки. При останове циркуляционных насосов существует опасность попадания неохлажденной воды из подающей магистрали в обратную линию тепловой сети. Для предотвращения этого на подающей линии тепловой сети должен быть установлен клапан отсечки, срабатывающий при останове насосов. Постоянная работоспособность клапана обеспечивается приданием ему функции регулятора постоянства перепада давлений (постоянства располагаемого напора).

При температурном графике разводящей тепловой сети 95 (105) — 70°C быстрое падение температуры в ее подающей линии с 95 (105) до 70 °C считается допустимым. Однако при расчетной температуре воды в подающей линии разводящей сети 130—140 °C резкое падение температуры в этой линии, наступающее при останове циркуляции во внешней сети, недопустимо. Поэтому во втором случае при переходе тепловой сети к статическому состоянию необходимо остановить циркуляционные насосы систем отопления.

Если независимую схему присоединения местных систем применяют в условиях недопустимо высокого давления в обратной линии $P_д > P_{доп}$, принципиальную схему автоматизации ТП не изменяют, но подпитку разводящей тепловой сети и местных систем потребителей осуществляют без подпиточного насоса. На обратной линии разводящей тепловой сети устанавливают предохранительный клапан. Пьезометрический график теплового пункта с

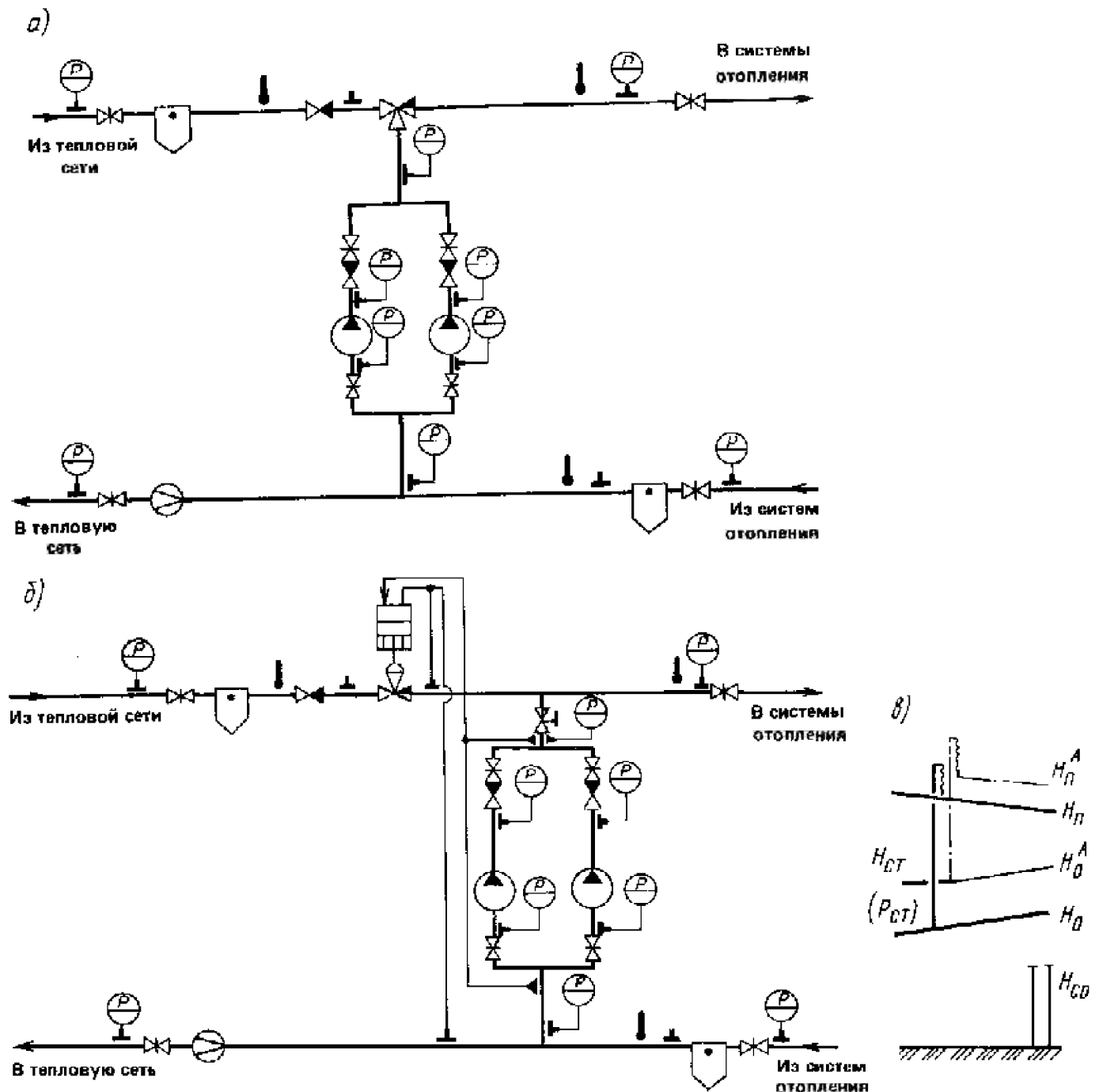


Рис. 3.14. Схемы тепловых пунктов при снижении расчетной температуры воды у потребителей до 95—105 °С

а—схема ТП при стабильном гидравлическом режиме тепловой сети; б—схема ТП при нестабильном гидравлическом режиме тепловой сети; в—пьезометрический график к схеме а; обозначения напоров см. рис. 3.9

независимой схемой при $P_0 > P_{\text{доп}}$ показан на рис. 3.13, а.

Схемы ТП при пониженном температурном графике у потребителей. Если расчетная температура воды в подающей линии разводящей тепловой сети принята меньшей, чем в подаю-

щей линии магистральной тепловой сети, в ТП применяют насосное подмешивание обратной воды в подающую линию (так называемую схему с насосами на перемычке). При недостатке располагаемого напора в ИТП устанавливают подмешивающие насосы взамен элеватора. Схема ИТП с регулятором смещения защиты показана на рис. 3.14, а. Схему применяют при снижении температуры воды у потребителя до 95—105 °С.

Необходимый коэффициент подмешивания получают прикрытием клапана регулятора смещения — защиты. Схему можно применять при

относительно стабильно располагаемом напоре в тепловой сети перед ИТП. Для уменьшения колебаний коэффициента подмешивания увеличивают крутизну характеристики системы подмешивания, для чего устанавливают насосы с большим запасом напора и значительно прикрывают клапан при расчетном режиме.

Аварийный останов подмешивающих насосов очень опасен вследствие проникания воды с высокой температурой в системы отопления, тепловая компенсация которых рассчитана на температуру 95—105 °С. В этих условиях необходимо отсечь в ИТП подающую линию системы отопления от подающей линии тепловой сети. Отсечка осуществляется клапаном регулятора смещения — защиты, который при исчезновении давления в нагнетательных патрубках насосов перекрывает подающую линию тепловой сети.

Малый температурный перепад в системе отопления позволяет не останавливать подмешивающие насосы при статическом режиме в тепловой сети. В этих условиях возрастает надежность местных систем. Для предотвращения попадания обратной воды в подающую линию тепловой сети на этой линии в ИТП устанавливают обратный клапан. При нестабильном гидравлическом режиме тепловой сети и для крупных ЦТП с большим числом потребителей снижение температуры воды в подающей линии до 90—105 °С целесообразно осуществлять при постоянном коэффициенте подмешивания.

Поскольку при невысокой расчетной температуре воды у потребителей на вводах не могут быть присоединены системы горячего водоснабжения (с регуляторами температуры), сопротивление разводящей тепловой сети не меняется в течение суток или на протяжении отопительного сезона. В этих условиях достаточно поддерживать постоянным располагаемый напор в ЦТП, чтобы коэффициент подмешивания оказался неизменным, что обеспечивают установкой регулятора постоянства располагаемого напора (см. рис. 3.14, б). При этой схеме коэффициент подмешивания устанавливают с помощью дроссельного органа, расположенного на нагнетательной стороне подмешивающих насосов. При статическом режиме тепловой сети подмешивающие насосы могут оставаться в работе, а при их останове отсекается подающая линия тепловой сети с помощью клапана регулятора.

Если такую схему применяют при незначительном снижении расчетной температуры воды у потребителей (при большом температурном перепаде у них), подмешивающие насосы нельзя оставлять в работе при наступлении статического режима. Их останов осуществляется по импульсу падения давления в подающей линии тепловой сети.

При нестабильном гидравлическом режиме как в тепловой, так и разводящей сети используют схему, показанную на рис. 3.15. Переменный гидравлический режим разводящей тепловой сети обычно связан с работой регуляторов температуры в системах горячего водоснабжения потребителей. В течение суток и на протяжении отопительного сезона гидравлическая характеристика системы за станцией подмешивания меняется, что вызывает колебания расхода воды из тепловой сети и резкие изменения коэффициента подмешивания. Для стабилизации температурного режима потребителей применяют регулятор постоянства коэффициента подмешивания. В схему регулирования коэффициента подмешивания входят клапан и два сужающих устройства, потери напора в которых при расчетном расходе воды приняты одинаковыми. Импульсы давления на регулирующий клапан отбирают до сужающих устройств.

Регулятор постоянства коэффициента подмешивания воспринимает разность давлений в импульсных точках и поддерживает ее равной нулю. При изменении расхода воды через какое-либо сужающее устройство меняются потери в нем и давление в соответствующей импульсной точке, вследствие чего клапан срабатывает и восстанавливается равенство давлений в импульсных точках, а следовательно, и равенство потерь в обоих сужающих устройствах. Очевидно, что в этих условиях и расходы воды через сужающие устройства находятся в том же соотношении, что и при настройке регулятора. Расход сетевой воды на ЦТП и одновременно расход подмешиваемой воды устанавливается дроссельным органом, располагаемым на нагнетательной стороне подмешивающих насосов.

В схеме на рис. 3.15 защиту разводящей сети и потребителей осуществляет клапан регулятора постоянства коэффициента подмешивания. Клапан срабатывает при аварийном останове подмешивающих насосов, которые прекращают работу также и при наступлении статического режима.

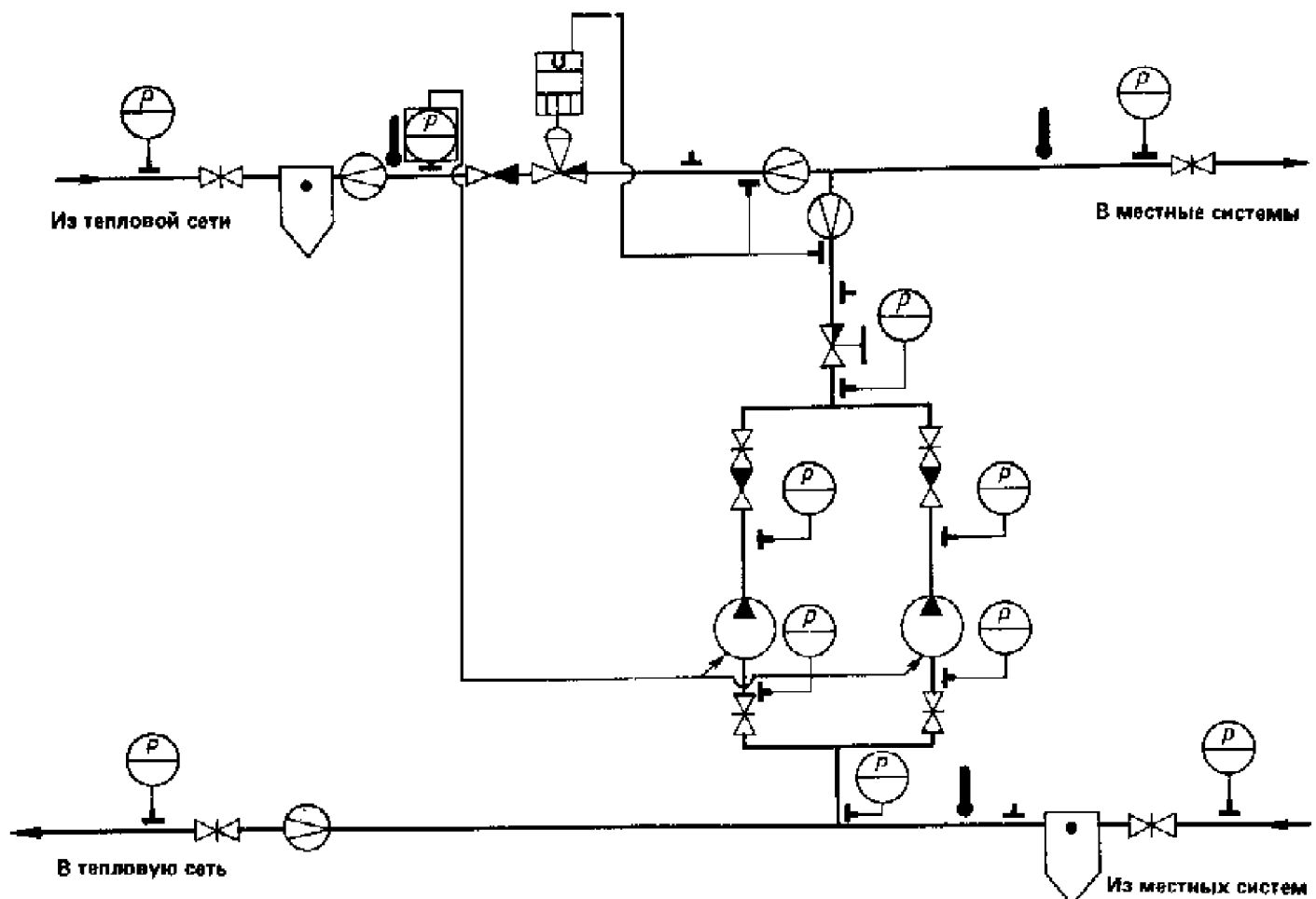


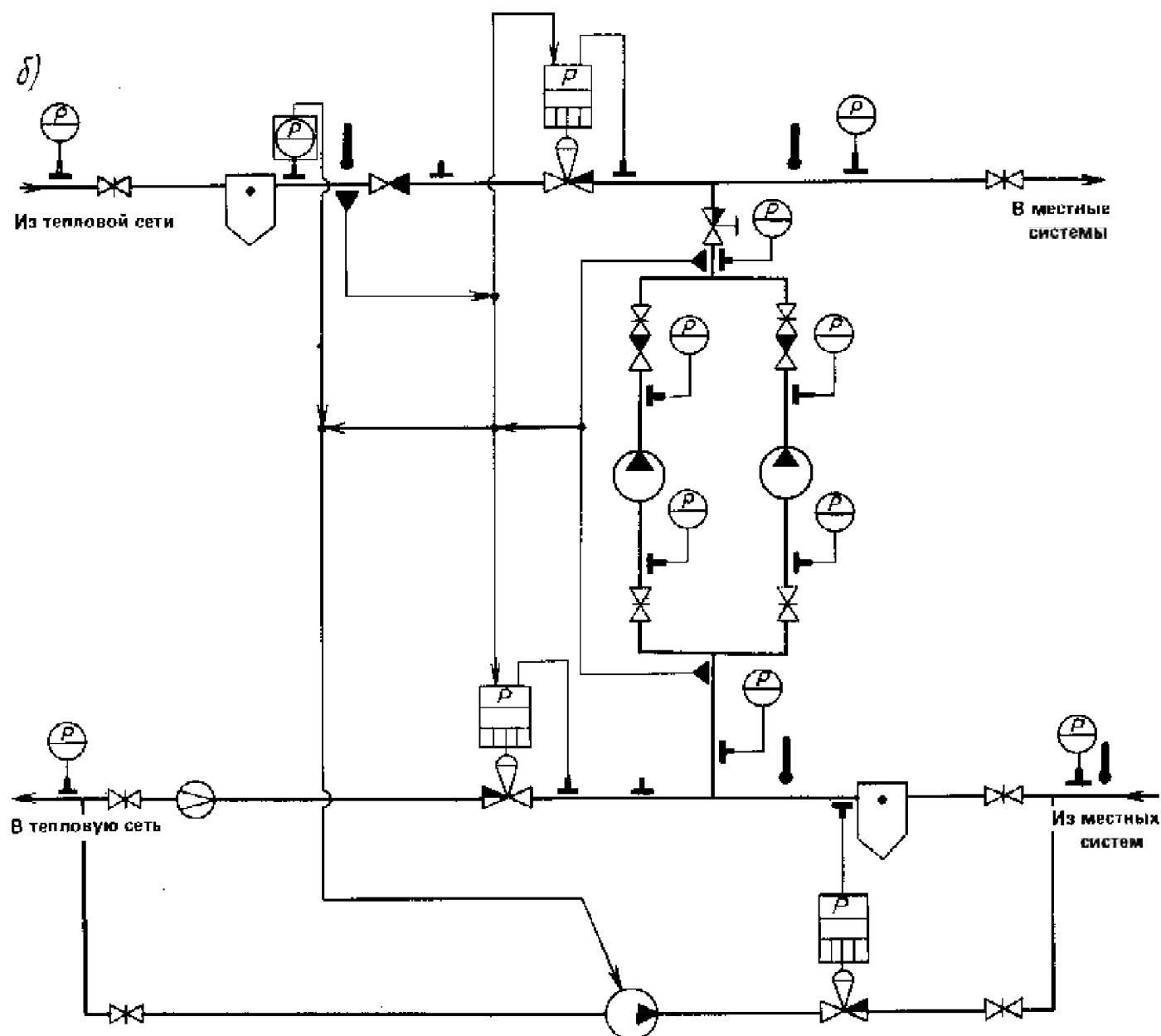
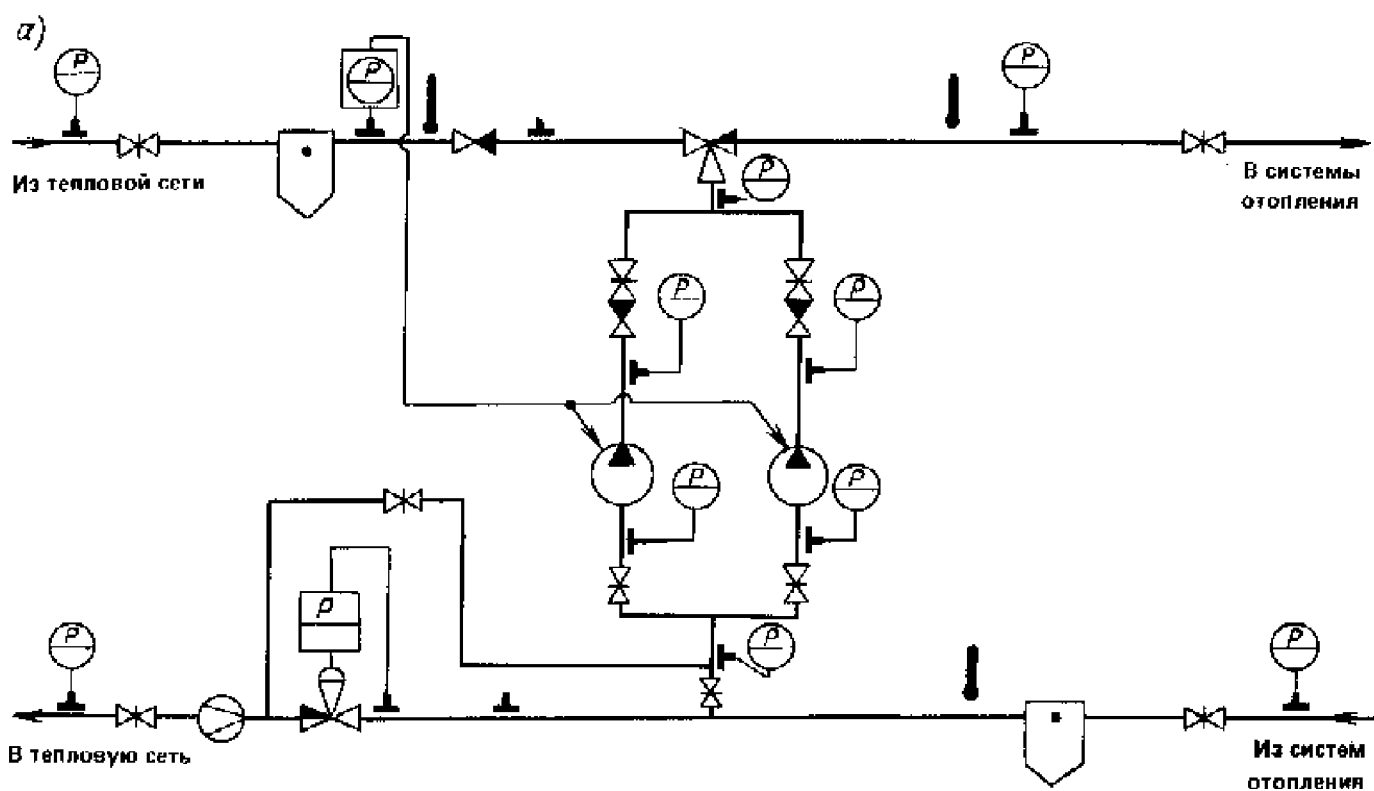
Рис. 3.15. Схема теплового пункта при снижении расчетной температуры воды у потребителей до 130—140 °С

Схема ТП с подмешиванием при недостаточном напоре в обратной линии. Для небольших ТП при малых колебаниях располагаемого напора применяют схему, показанную на рис. 3.16, а. В период статического режима подмешивающие насосы останавливают, при этом потребители оказываются отключенными от тепловой сети. Если для ТП выполняется условие (3.1), то на ТП устанавливают переключку Б и задвижку на всасывающей стороне подмешивающих насосов, которые используют в этом случае для организации автономной циркуляции теплоносителя у потребителей ИТП. При нормальной работе ТП задвижка на переключке Б закрыта, а задвижка на всасывающей стороне насосов открыта. В режиме автономной циркуляции обе задвижки должны сменить свое положение на обратное. Пьезометрический график ТП при рабочем и автономном режимах показан на рис. 3.16, в.

Для крупных ЦТП и при нестабильном

располагаемом напоре в тепловой сети устанавливают два регулятора давления и подпиточную переключку с подпиточным насосом и регулятором подпитки (рис. 3.16, б). В этом случае при наступлении статического режима независимо от величины статического напора подмешивающие насосы могут быть оставлены в работе (при расчетной температуре воды у потребителей 95—105 °С). Если расчетная температура воды у потребителей существенно превышает эти величины, рекомендуется при статическом режиме остановить подмешивающие насосы и лишь затем осуществить автономную циркуляцию теплоносителя у потребителей.

Схемы ТП с подмешиванием при недопустимо высоком давлении в обратной линии требуют установки насосов на этой линии, работающих в режиме «подмешивание-подкачка». Для регулирования сниженного давления в обратной линии на нагнетательной стороне насосов устанавливают дроссельный орган, а на переключке — клапан, с помощью которого может быть отрегулирован необходимый коэффициент подмешивания. При расчетной темпера-



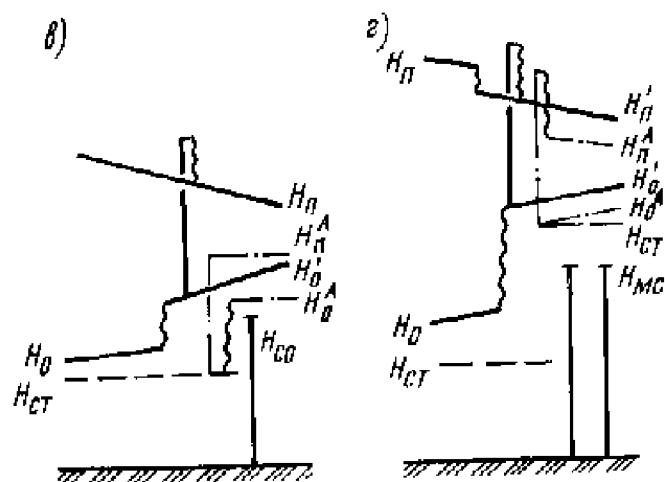
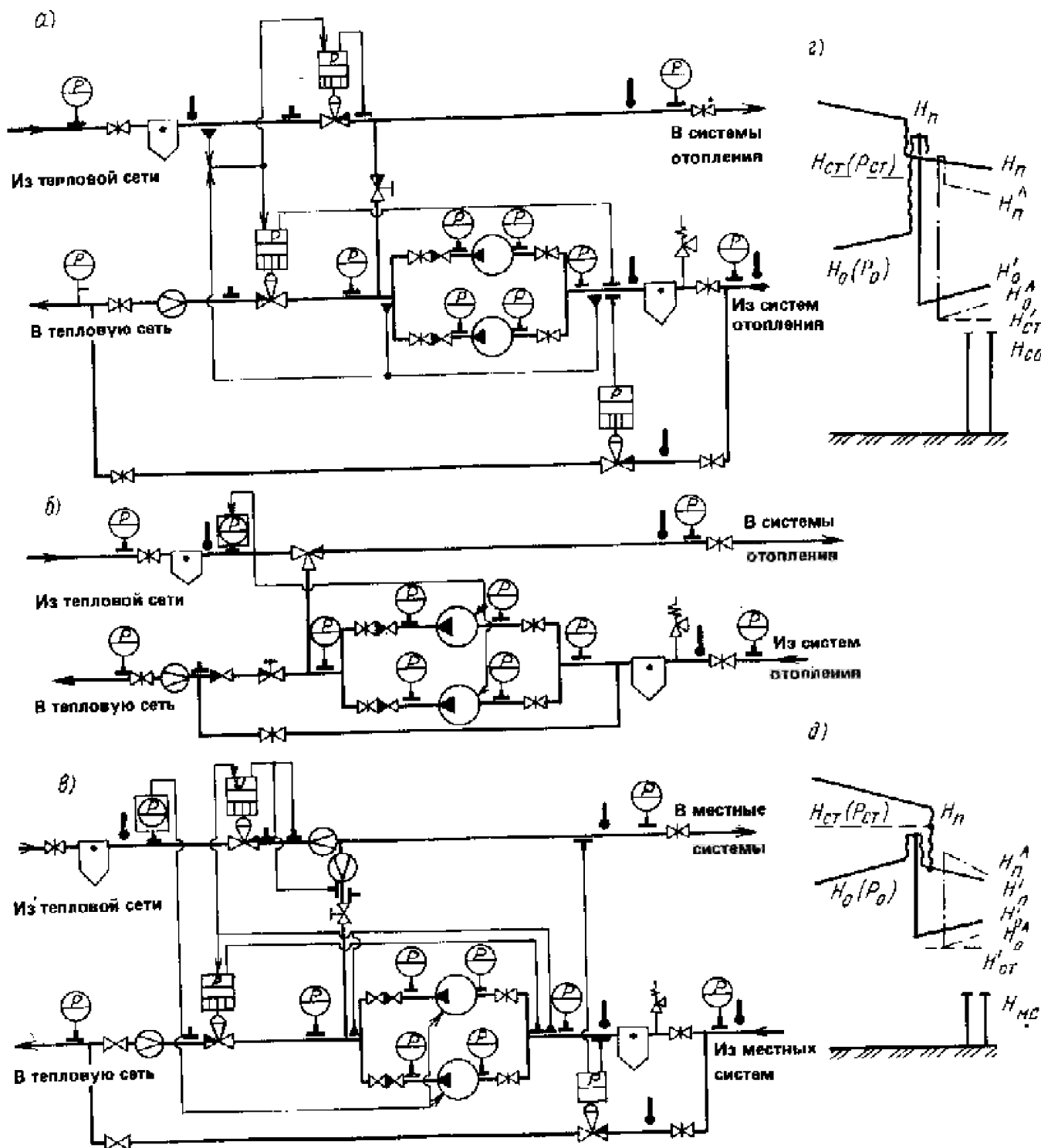


Рис. 3.16. Схема тепловых пунктов при недостаточном напоре в обратной линии $H_0 < H_{0,н}$ и снижении расчетной температуры воды у потребителей до 95–105 °С

а—схема ИТП; б—схема ЦТП; в—пьезометрический график к схеме а; г—пьезометрический график к схеме б; обозначения напоров см. рис. 3.9.

Рис. 3.17. Схемы тепловых пунктов при недопустимо высоком давлении в обратной линии ($P_0 > P_{доп}$) и снижении расчетной температуры воды у потребителей

а—схема ТП при снижении расчетной температуры до 95–105 °С; б—схема ИТП; в—схема ЦТП; г—пьезометрический график к схеме а; д—пьезометрический график к схеме б; обозначения напоров см. рис. 3.9.



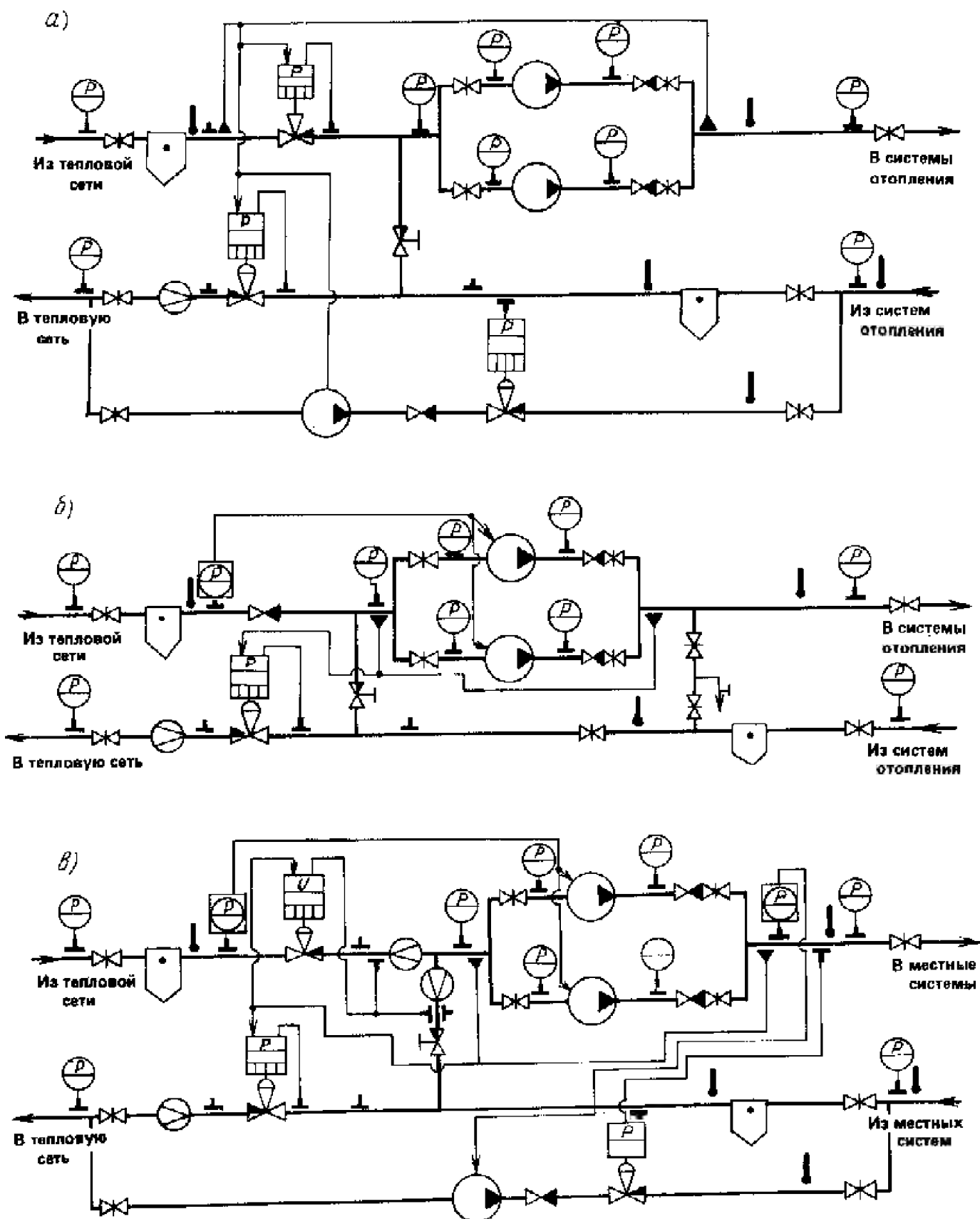
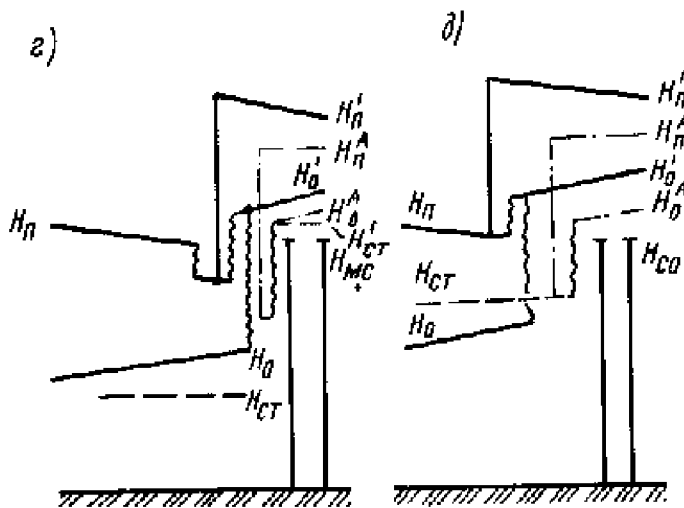


Рис. 3.18. Схемы тепловых пунктов при недостаточном напоре в подающей линии $H_n - \Delta H_T < H_{н.с.}$ и снижении расчетной температуры воды у потребителей
 а—схема ТП при снижении расчетной температуры до 95–105 °С; б—схема ИТП; в—схема ЦТП; г—пьезометрический график к схемам а и в; д—пьезометрический график к схеме б; обозначения изпорв см. рис. 3.9.



туре воды в подающей линии разводящей сети 95—105 °С у потребителей отсутствует нагрузка горячего водоснабжения. Поэтому гидравлический режим разводящей сети можно считать стабильным и не оказывающим влияния на величину коэффициента подмешивания.

Небольшой перепад температур в разводящей сети позволяет не выключать насосы при статическом режиме тепловой сети, что соответствует схеме ТП, показанной на рис. 3.17, а. Первоначальную регулировку коэффициента подмешивания производят дроссельным клапаном, установленным на перемычке. Постоянство давления на всасывающей стороне насосов обеспечивает регулятор подпора, постоянство располагаемого напора — совместная работа регуляторов давления на подающей и обратной линиях.

Регулятор подпора на обратной линии необходим главным образом при статическом режиме, когда насосы работают в качестве циркуляционных. При этом регулятор подпора, как и регулятор давления на подающей линии, принудительно закрывается, обеспечивая отсечку ТП от тепловой сети.

Замена регулятора подпора обратным клапаном приводит к установлению циркуляции через подпиточную перемычку, что снижает расход воды по системам отопления потребителей.

При останове насосов также необходима отсечка ТП вследствие повышения до недопустимых пределов давления у потребителей. При отсечке ТП подпитка разводящей сети и потребителей обеспечивается подпиточной перемычкой. Устанавливаемый на ней регулятор под-

питки настраивается на поддержание меньшего давления, чем это имеет место при нормальном режиме.

Схема ТП, показанная на рис. 3.17, б, применима независимо от величины расчетной температуры воды после подмешивания. Она характеризуется пониженными требованиями к регулированию и защите, и поэтому ее следует применять для ИТП. Схему можно применять при стабильном гидравлическом режиме тепловой сети и отсутствии автоматически регулируемой нагрузки у потребителей. Режим автономной циркуляции устанавливают вручную.

При нестабильном гидравлическом режиме тепловой сети клапан смещения — защиты заменяют регулятором постоянства располагаемого напора у потребителей. Клапан регулятора закрывается при останове подкачивающих насосов. Для установления коэффициента подмешивания на перемычке размещают дроссельный орган. Для крупных ЦТП с автоматически регулируемой нагрузкой у потребителей используют схему, показанную на рис. 3.17, в.

Схемы ТП с подмешиванием при недостаточном напоре в подающей линии. Для схем ТП с подмешиванием при $H_n - \Delta H_p < H_{mc}$ устанавливают насос на подающей линии для подъема воды к верхним точкам местных систем и преодоления их гидравлического сопротивления. Кроме того, на обратной линии ТП повышают напор, чтобы обеспечить залив местных систем и подмешивание обратной воды в подающую линию. При статическом режиме в тепловой сети необходима отсечка потребителей ТП для предотвращения опорожнения их местных систем, а также возможного повышения давления сверх допустимого у остальных потребителей.

Схема ТП с сохранением циркуляции в системах отопления при статическом режиме, применяемая при снижении расчетной температуры воды у потребителей до 95—105 °С, показана на рис. 3.18, а. Эту схему используют при нестабильном гидравлическом режиме тепловой сети. Залив местных систем обеспечивает регулятор подпора, причем разность между регулируемым напором и напором в подающей линии дросселируется в регулировочном клапане, установленном на подмешивающей перемычке. С помощью этого клапана устанавли-

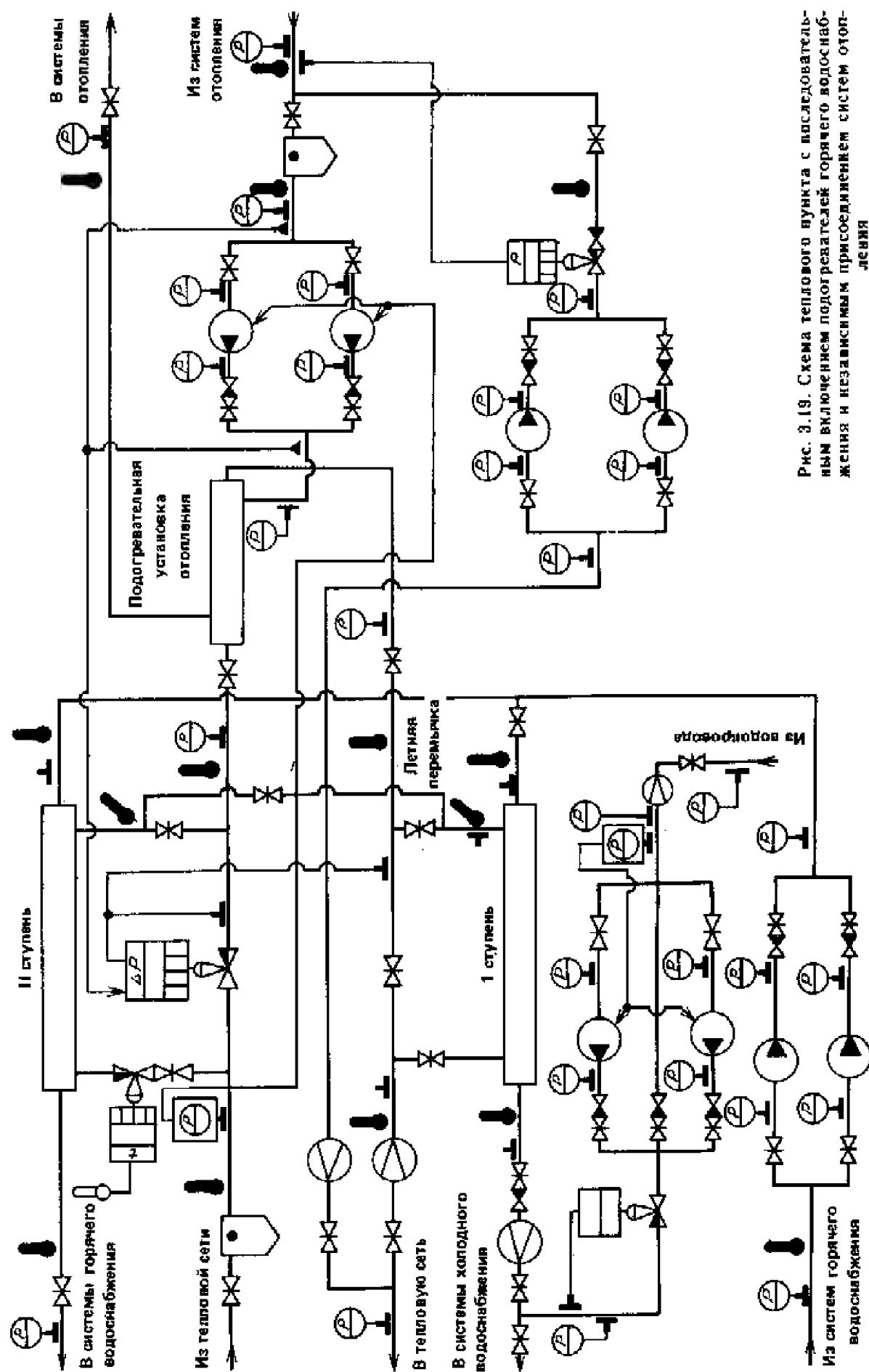


Рис. 3.19. Схема теплового пункта с последовательным включением подогревателей горячего водоснабжения и независимым присоединением систем отопления

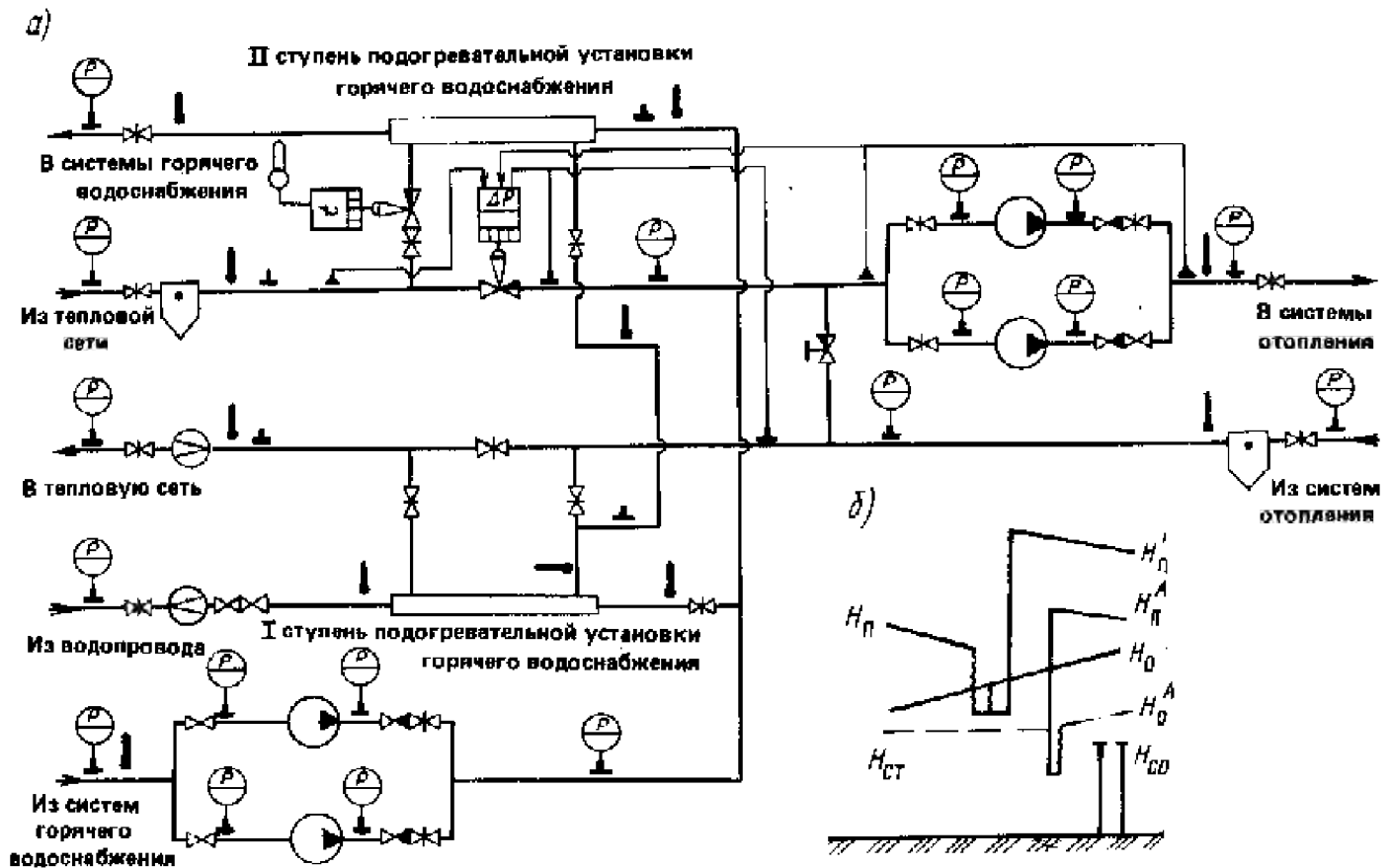


Рис. 3.20. Схема теплового пункта (а) со смешанным включением подогревателей горячего водоснабжения при недостаточном располагаемом напоре у потребителей с пьезометрическим графиком (б) (обозначения напоров см. рис. 3.9)

вают необходимый коэффициент подмешивания

При наступлении статического режима $H_{CT} < H_{CO}$, а также при останове подкачивающих насосов автоматически отключаются подающая и обратная линии и включается подпиточный насос. Регулирование подпитки отсеченной разводящей сети и местных систем обеспечивает регулятор, настроенный на поддержание несколько меньшего давления в обратной линии, чем при нормальной работе ТП (рис. 3.18, г).

При стабильном гидравлическом режиме тепловой сети на подающей линии ТП взамен регулятора давления «после себя» устанавливают обратный клапан, отключающий потребителей по подающей линии при останове подкачивающих насосов. Если величина статического напора в тепловой сети достаточно высока и условие (3.1) соблюдается, то можно отказаться от подпиточной перемычки с насосом и регулятором подпитки.

При наступлении статического режима под

качивающие насосы можно оставлять в работе, а подпитку автономно работающих потребителей осуществлять по подающей линии (рис. 3.18, д). Для заполнения местных систем в этой схеме дополнительно необходимо устанавливать перемычку между подающей и обратной линиями с двумя задвижками и спускником между ними, которую следует располагать на нагнетательной стороне подкачивающих насосов. Простая схема ИТП при $H_{\Pi} - \Delta H_p < < H_{CT}$, не зависящая от величины расчетной температуры воды у потребителей, показана на рис. 3.18, б. Условия ее применения аналогичны указанным при рассмотрении схемы на рис. 3.17, б, а пьезометрический график показан на рис. 3.18, д.

При нестабильном гидравлическом режиме тепловой сети обратный клапан на подающей линии заменяют регулятором давления «после себя», на который подается импульс на отсечку от остановки подкачивающих насосов. Для крупных ЦТП с автоматически регулируемой нагрузкой у потребителей применяют схему, показанную на рис. 3.18, в. Пьезометрический график для этой схемы приведен на рис. 3.18, г.

Схемы ТП в закрытой системе теплоснабжения. Примеры схем ТП при двух ступенях

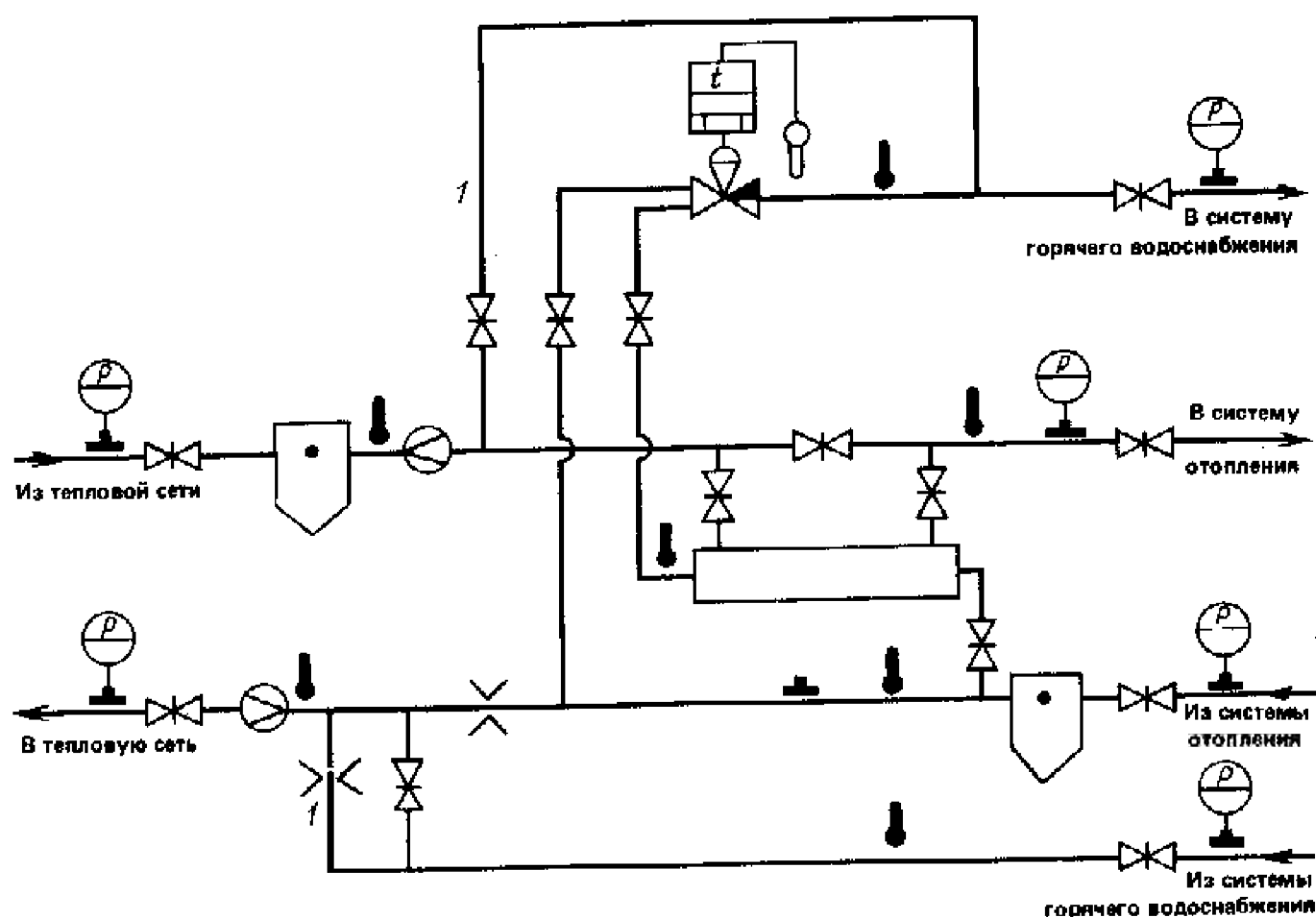


Рис. 3.21. Схема теплового пункта при непосредственном водоразборе только из обратной линии
I — перемычки для работы в летний период

нагрева водопроводной воды и отклонениях гидравлического режима тепловой сети в точке подключения ТП от нормальных значений показаны на рис. 3.19 и 3.20. Схема ТП с последовательным включением подогревателей горячего водоснабжения и независимым присоединением систем отопления изображена на рис. 3.19. Схема ТП отвечает условию недостатка напора в подающей линии тепловой сети для подачи воды к верхним точкам систем отопления $H_n - \Delta H_p < H_{p,н}$. Схема предусматривает элеваторное присоединение систем отопления.

Схема ТП со смешанным включением подогревателей при недостаточном располагаемом напоре у потребителей показана на рис. 3.20. Схема соответствует варианту гидравлического режима, при котором подкачивающие насосы

устанавливают на подающей линии, и предусматривает снижение расчетной температуры воды у потребителей до 95—105 °С.

Схема ТП в открытой системе теплоснабжения с разбором воды только из обратной линии. Для обеспечения такой схемы отбора воды на протяжении всего отопительного сезона устанавливают предвключенный подогреватель, из которого греющая вода поступает в систему отопления (рис. 3.21). Схема с предвключенным подогревателем при непосредственном водоразборе позволяет сократить расход сетевой воды и способствует увеличению циркуляции ее в отопительных системах.

ГЛАВА 4

НАЛАДКА ВОДЯНЫХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

4.1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Наладку водяных тепловых сетей осуществляют для обеспечения нормального теплоснабжения потребителей. В результате наладки создаются необходимые условия для работы систем отопления, приточной вентиляции, кондиционирования воздуха и горячего водоснабжения и повышаются технико-экономические показатели централизованного теплоснабжения за счет увеличения пропускной способности тепловых сетей, ликвидации перегрева потребителей, снижения расхода электроэнергии на перекачку теплоносителя.

Наладку выполняют во всех звеньях централизованного теплоснабжения: в подогревательной установке источника теплоты, тепловой сети, тепловых пунктах и системах теплопотребления. Наладочные работы выполняют в три этапа: 1) обследуют и испытывают систему централизованного теплоснабжения с последующей разработкой мероприятий, обеспечивающих эффективность ее работы; 2) осуществляют разработанные мероприятия; 3) регулируют систему.

В результате обследования выявляют фактические эксплуатационные режимы, уточняют тип и состояние оборудования системы теплоснабжения, определяют характер и величину тепловых нагрузок, необходимость и объем испытаний тепловых сетей и оборудования.

В процессе наладочных работ испытывают пропускную способность теплосети и коммуникаций источника теплоты, определяют фактическую характеристику сетевых насосов, испытывают калориферные установки. При необходимости тепловые сети испытывают на теплопотери, прочность и компенсирующую способность при максимальной температуре сетевой воды.

Режимы и мероприятия, обеспечивающие эффективность работы тепловой сети, разрабатывают на основе данных обследования и испытаний в следующем порядке: рассчитывают фактические тепловые нагрузки; устанавливают режим отпуска теплоты; определяют расчетные расходы сетевой воды; производят гидравлический расчет наружных тепловых се-

тей, а при необходимости — систем теплопотребления промышленных зданий; разрабатывают гидравлический режим работы тепловых сетей; рассчитывают дроссельные и смешительные устройства для тепловых пунктов потребителей и отдельных теплоиспользующих установок; определяют места установки автоматических регуляторов на источнике теплоты, тепловых сетях и у потребителей; составляют перечень мероприятий, выполнение которых должно предшествовать регулировке.

При выполнении мероприятий по наладке производят следующие работы: устраняют дефекты строительных конструкций и оборудования; приводят схемы и оборудование водоподогревательной установки, тепловых сетей, подкачивающих насосных станций, тепловых пунктов и систем теплопотребления в соответствии с рекомендациями, основывающимися на выполненных расчетах и разработанных тепловых и гидравлических режимах; оснащают все звенья системы теплоснабжения необходимыми контрольно-измерительными приборами в соответствии с требованиями нормативных документов; автоматизируют отдельные узлы системы теплоснабжения; устраивают насосные и дроссельные станции; устанавливают дроссельные и смешительные устройства.

К регулировке систем централизованного теплоснабжения приступают только после выполнения всех разработанных мероприятий по наладке. В процессе регулировки проверяют прогрев теплоиспользующих установок при работе источника теплоты в разработанных тепловых и гидравлических режимах, а также соответствие фактических расходов теплоносителя расчетным, корректируют диаметры отверстий сопел элеваторов и дроссельных диафрагм, настраивают автоматические регуляторы.

Эффективность наладки тепловых сетей характеризуется следующими показателями: сокращением расходов топлива за счет ликвидации перегрева систем теплопотребления; сокращением расхода электроэнергии на перекачку теплоносителя за счет снижения удельного расхода сетевой воды и отключения излишних насосных станций; обеспечением возможности

подключения к сетям дополнительных теплопотребителей, сокращением расходов топлива на выработку электроэнергии за счет снижения температуры воды в обратных трубопроводах тепловой сети (в теплофикационных системах).

4.2. ОБСЛЕДОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наладку системы централизованного теплоснабжения начинают с обследования всех звеньев системы — источника теплоты, тепловых сетей, систем теплопотребления. При обследовании системы знакомятся с проектной документацией и эксплуатационными материалами, выявляют отклонения от проектных решений, а также дефекты проекта и монтажа; уточняют технические характеристики установленного оборудования и определяют его техническое состояние; анализируют фактические режимы работы системы и уровни эксплуатации; собирают и составляют исходную техническую документацию для выполнения наладочных работ; намечают предварительные мероприятия по повышению уровня эксплуатации системы и обеспечению возможности проведения наладочных работ.

Обследование источника теплоты. При обследовании по паспортным и эксплуатационным данным устанавливают:

тепловые мощности котлов, теплофикационных отборов и конденсаторов турбин, которые используют для подогрева сетевой воды;

технические характеристики водоподогревателей и охладителей конденсата (допустимые давления и температуры пара и воды, поверхности нагрева, расчетные расходы сетевой воды и гидравлические сопротивления);

технические характеристики сетевых, подпиточных и рециркуляционных насосов (частоту вращения, мощность электродвигателя, расход воды, развиваемый напор, максимальный и минимальный напоры во всасывающем и нагнетательном патрубке);

схему и производительность водоподогревательной установки для подпитки тепловой сети;

типы и схемы включения автоматических регуляторов (подпитки, температуры и т. д.),

а также наличие контрольно-измерительной аппаратуры.

При рассмотрении проектной документации по теплоприготовительной установке ТЭЦ или котельной выявляют отклонения в схеме оборудования источника теплоты от проектных решений, дефекты монтажа, а также техническое состояние оборудования. По результатам обследования составляют принципиальную схему теплоприготовительной установки с указанием на ней всего оборудования, коммуникаций и контрольно-измерительных приборов.

Обследование тепловых сетей и вспомогательного оборудования. При обследовании необходимо выявить: типы и места установки запорной арматуры, компенсаторов, воздушников, спускников, перемычек, контрольно-измерительных приборов; состояние тепловых камер, строительных конструкций, тепловой и антикоррозионной изоляции, попутных дренажей; технические характеристики оборудования насосных станций, типы и схемы включения автоматических регуляторов. После рассмотрения проектной документации и данных обследования выявляют отклонения от проектных решений, а также дефекты проектирования и монтажа. По имеющимся проектным и исполнительным документам, а также результатам обследования составляют схему сети. На схему наносят длины и диаметры всех участков, места подключения потребителей, местные сопротивления (повороты, компенсаторы, запорную арматуру и т. д.), контрольно-измерительные приборы, геодезические отметки узловых камер и характерных тепловых пунктов потребителей.

Обследование тепловых пунктов и систем теплопотребления. При обследовании надви дуальных и центральных тепловых пунктов выявляют схемы подключения систем теплопотребления к тепловым сетям, наличие контрольно-измерительных приборов и автоматических регуляторов, а также технические характеристики установленного оборудования. В процессе обследования систем теплопотребления жилых и административно-общественных зданий выявляют тип схем отопления и виды установленных нагревательных приборов.

При обследовании систем теплопотребления промышленных потребителей составляют и корректируют имеющиеся схемы тепловых пунктов

и систем теплоснабжения с указанием на них длины и диаметров трубопроводов, теплоснабжающих приборов, контрольно-измерительных приборов; выявляют типы, число и схемы обвязок калориферов и конвективно-излучающих приборов. После рассмотрения проектной документации и данных обследований выявляют отклонения от проектных решений, а также дефекты проекта и монтажа.

Анализ режимов работы системы теплоснабжения выполняют по эксплуатационным данным. Выявляют следующие данные, характеризующие гидравлический и тепловой режимы работ системы: расходы сетевой и подпиточной воды в суточном и сезонном разрезах; напоры в подающем и обратном трубопроводах у источника теплоты, в характерных точках сети и на тепловых пунктах потребителей; фактический температурный график регулирования отпуска теплоты и фактический отпуск теплоты потребителям; качество работы систем теплоснабжения.

Сравнивая фактические и расчетные параметры работы системы теплоснабжения, выявляют основные причины некачественного теплоснабжения и предопределяют главные направления наладочных работ. По материалам обследования системы централизованного теплоснабжения составляют перечень мероприятий по нормализации работы системы и повышению уровня ее эксплуатации.

4.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК ПОТРЕБЛЕНИЯ

Тепловые нагрузки принимают по проектным данным, если в результате обследования установлено соответствие проектам систем отопления, вентиляции, кондиционирования воздуха и горячего водоснабжения. При отсутствии проектов или их несоответствии фактическим данным тепловые нагрузки для промышленных зданий определяют расчетным путем с учетом выявленных при обследовании технических характеристик отопительных приборов, калориферов, водоподогревателей, а для жилых зданий — по удельным характеристикам.

Расход теплоты на отопление (на системы, оборудование конвективно-излучающими приборами). Расчетные расходы теплоты (Гкал/ч)

на отопление жилых, общественных и административных зданий определяют по укрупненным показателям

$$Q_{от} = \alpha q V (t_v - t_{н.р}) 10^{-6},$$

где q — удельная отопительная характеристика здания при $t_{н.р} = -30^\circ\text{C}$; ккал/(м³·ч·°C), α — поправочный коэффициент, учитывающий климатические условия района и применяемый в случаях, когда расчетная температура наружного воздуха отличается от -30°C ; V — объем здания по наружному обмеру, м³; t_v — расчетная температура воздуха внутри отапливаемого здания, °C; $t_{н.р}$ — расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, °C.

Удельные отопительные характеристики зданий, поправочный коэффициент α и расчетные температуры внутреннего и наружного воздуха приведены в гл. 1 (табл. 1.3, 1.7, 1.8, 1.10).

Отопительные характеристики жилых зданий с учетом естественной вентиляции для климатического пояса с расчетной температурой наружного воздуха $t_{н.р} = -30^\circ\text{C}$ можно также определить по эмпирической формуле ВТИ им. Ф. Э. Дзержинского:

$$q = a/\sqrt[4]{V},$$

где V — объем зданий по наружному обмеру, м³; $a=6$, $a=1,6$ — для зданий, возведенных до 1958 г.; $a=8$; $a=1,3$ — для зданий, построенных после 1958 г. (из сборного железобетона).

Расход теплоты на отопление общественных, административных и промышленных зданий нетиповой конструкции или сложной конструкции в плане, а также имеющих различные расчетные температуры внутреннего воздуха в отдельных отапливаемых помещениях определяют по поверхности фактически установленных нагревательных приборов в каждом помещении. Технические данные отопительных приборов приведены в гл. 2 (табл. 2.57—2.62). Теплоотдача чугунных радиаторов, ребристых труб, регистров из гладких труб и плинтусных конвекторов КП приведена в табл. 4.1.

Теплоотдачу радиаторов КЛТ определяют по монограмме (рис. 4.1) в зависимости от температурного напора:

$$\Delta t = t_{гп} + t_{гп}/2 - t_{в},$$

где $t_{гп}$ и $t_{гп}/2$ — температуры воды соответственно входящей и выходящей из прибора, °C; $t_{в}$ — расчетная температура в помещении, °C.

Теплоотдачу установленных конвекторов «Аккорд» и «Комфорт», плинтусного чугунного конвектора ЛТ-10 с достаточной для наладоч-

Таблица 4.1. ТЕПЛООТДАЧА 1 ЭКМ НАГРЕВАТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ В ДВУХТРУБНЫХ СИСТЕМАХ ОТОПЛЕНИЯ, ККАЛ/(Ч·ЭКМ)

Температура воздуха в помещении, °С	Температура теплоносителя $t_{1,2} - t_{2,2}$, °С							
	85—65	90—70	95—70	100—70	115—70	130—70	140—70	150—70
<i>Чугунные радиаторы при подаче воды по схеме сверху вниз</i>								
5	482	552	541	587	599	641	668	700
10	441	482	500	542	554	601	624	657
12	424	465	484	526	537	594	610	640
14	408	448	467	511	520	567	595	623
15	400	441	459	493	511	558	587	615
16	392	433	451	486	503	549	579	607
18	375	416	435	470	487	531	565	592
20	359	400	417	455	471	514	550	576
23	334	375	392	432	446	488	528	552
25	317	359	373	417	429	472	514	536
<i>Регистры из гладких и ребристых труб, панельные конвекторы типа КН</i>								
5	479	519	539	599	618	678	718	758
10	439	479	499	559	579	638	678	718
12	423	463	483	543	563	622	662	702
15	399	439	459	519	539	598	638	678
16	391	431	451	511	531	590	630	670
18	375	415	435	495	515	575	614	654
20	359	399	419	479	499	559	598	638
25	319	359	379	439	469	519	558	598

ных работ точностью (без учета фактического расхода воды) находят по формуле

$$Q = 435 F_{\text{экм}} \varphi_1$$

где φ_1 — коэффициент, учитывающий изменение температурного напора (см. график на рис. 4.2).

Теплоотдачу стальных панельных змеевиковых радиаторов типа ЗС и конвекторов «Прогресс» находят с помощью графиков на рис. 4.3—4.7. Теплоотдача спаренных стальных листотрубных радиаторов КЛТ или стальных панельных змеевиков радиаторов ЗС-11-(3-7), состоящих из двух одиночных, соединенных параллельно, на 15% ниже теплоотдачи одиночных. При определении расходов теплоты на отопление кроме теплоотдачи отопительных приборов учитывают теплоотдачу в помещении от неизолированных трубопроводов (табл. 4.2 и 4.3).

Расход теплоты калориферными установками. Теплотехнические параметры калориферных установок находят по результатам воздушных испытаний установок и техническим характеристикам примененных калориферов. При

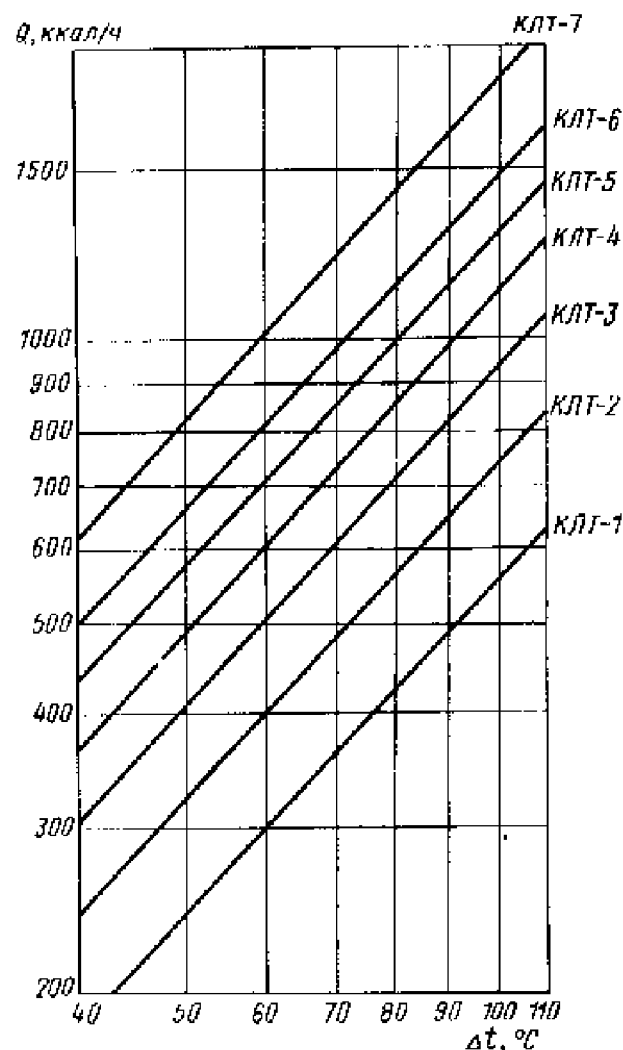


Рис. 4.1. Теплоотдача стальных листотрубных радиаторов КЛТ в зависимости от температурного напора

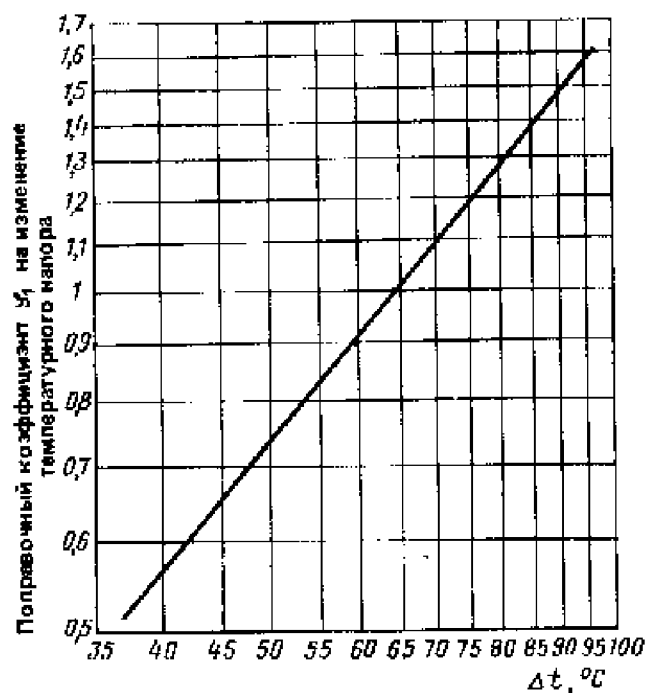


Рис. 4.2. График для определения поправочного коэффициента ψ в зависимости от изменения температурного напора Δt конвекторов ЛТ-10, «Аккорд», «Комфорт» ($d_v = 15$ мм)

Таблица 4.2. ТЕПЛОТДАЧА ОТ НЕИЗОЛИРОВАННЫХ ТРУБ ДЛИНОЙ 1 М ПРИ РАЗНОСТИ ТЕМПЕРАТУРЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ И ОКРУЖАЮЩЕГО ВОЗДУХА, РАВНОЙ 1 °C

Диаметр трубопровода, мм	Теплоотдача, ккал/ч	Диаметр трубопровода, мм	Теплоотдача, ккал/ч
15	0,78	70	2,51
20	0,97	80	2,58
25	1,22	100	3,4
32	1,54	125	4,23
40	1,75	150	5,6
50	2,09	200	7,19

Поправочный коэффициент для расчета теплоотдачи труб

Наименование и расположение трубопровода	Коэффициент
Стояк	0,5
Подводка (подающая и обратная)	0,9
Трубопровод, проложенный у потолка	0,25
Трубопровод, проложенный у пола	0,75

известной проектной тепловой производительности калориферной установки последнюю принимают за основу при определении расчетной температуры обратной воды от установки. При неизвестной проектной тепловой производительности калориферной установки в качестве основного исходного данных принимают расчет-

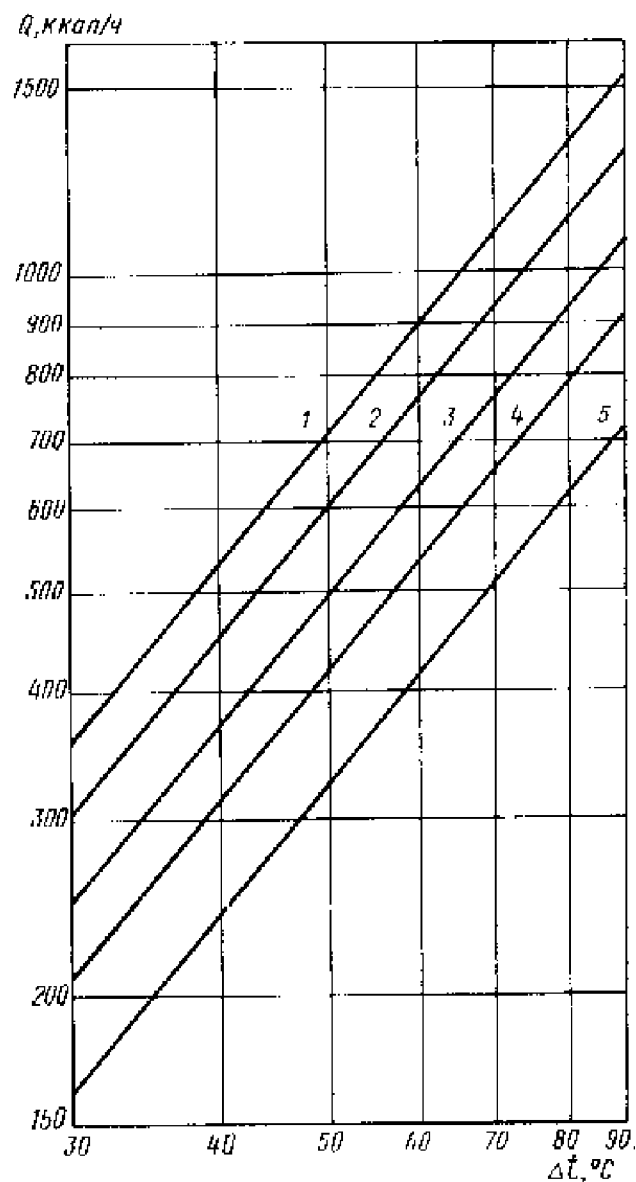


Рис. 4.3. Теплоотдача различных марок стальных панельных радиаторов в зависимости от температурного напора
1—ЗС-11—7; 2—ЗС-11—6; 3—ЗС-11—5; 4—ЗС-11—4; 5—ЗС-11—3

ную температуру обратной воды, по которой определяют расчетную тепловую производительность установки и расчетную температуру нагретого воздуха на выходе из установки.

Результат расчета калориферной установки при известной ее проектной теплопроизводительности позволяет выявить запас поверхности нагрева установки для использования его в целях снижения расчетной температуры обратной воды по сравнению с нормативной. Это предопределяет большую эффективность указанного метода расчета калориферных установок, чем расчет теплопроизводительности установки на нормативную температуру обрат-

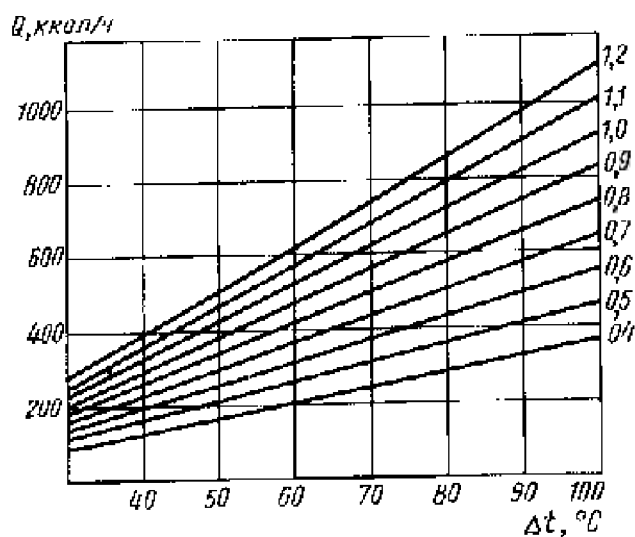


Рис. 4.4. Теплоотдача однорядного конвектора «Прогресс» при различных длинах нагревательного элемента ($d_y = 15$ мм)

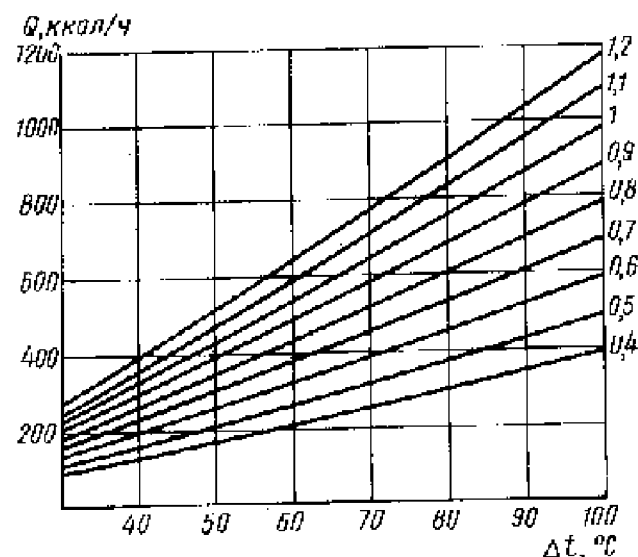


Рис. 4.5. Теплоотдача однорядного конвектора «Прогресс» при различных длинах нагревательного элемента ($d_y = 20$ мм)

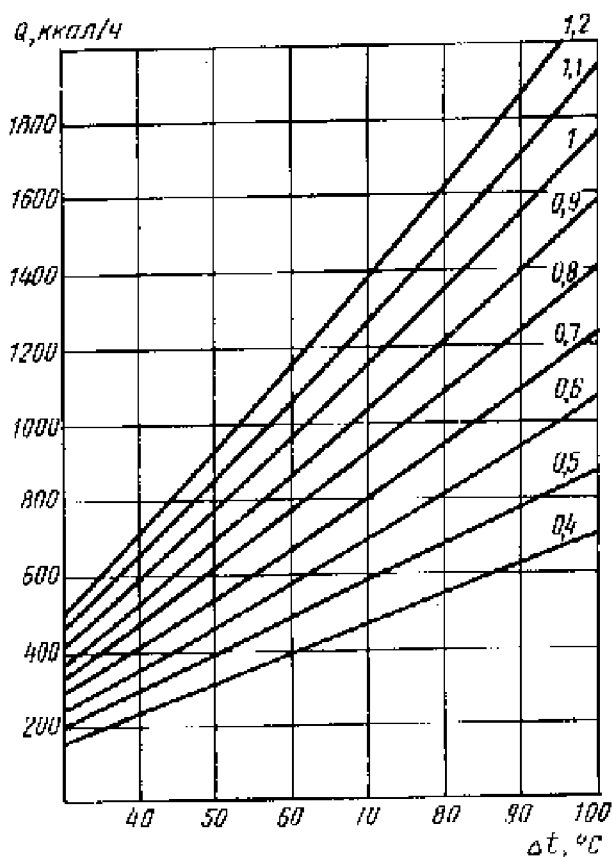


Рис. 4.6. Теплоотдача двухрядного конвектора «Прогресс» при различных длинах нагревательного элемента ($d_y = 20$ мм)

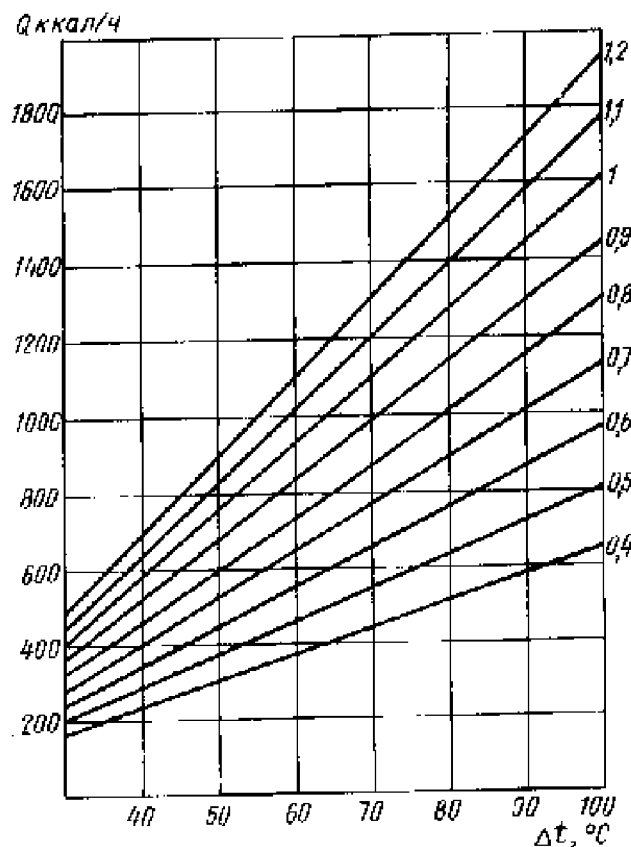


Рис. 4.7. Теплоотдача двухрядного конвектора «Прогресс» при различных длинах нагревательного элемента ($d_y = 15$ мм)

ной воды. Поэтому расчет калориферной установки при заданной расчетной температуре обратной воды рекомендуется выполнять только при отсутствии данных о проектной тепловой производительности установки.

Определение расчетной теплопроизводительности калориферной установки при заданной температуре воды в обратном трубопроводе. Расчетную теплопроизводительность калориферной установки находят методом последова-

тельных приближений следующим образом

1. Принимают вероятную расчетную температуру воздуха на выходе из калориферной установки t_{1p} .

2. Определяют весовую скорость воздуха $V_{\text{в}}$, кг/(м²·с), проходящего через калориферную установку в расчетных условиях, по формуле:

$$(V_{\text{в}})_p = L_{\text{в}} \gamma_p / 3600 f_{\text{в}}, \quad (4.1)$$

где $L_{\text{в}}$ — объемный расход воздуха через вентилятор, полученный в результате воздушных испытаний установки, м³/ч; γ_p — плотность воздуха, проходящего в расчетных условиях через вентилятор, кг/м³ (при установке вентилятора по ходу воздуха после калориферов $\gamma_p = \gamma_{t_{1p}}$, при установке вентилятора до калориферов $\gamma_p = \gamma_{t_{2p}}$); $f_{\text{в}}$ — площадь живого сечения калориферов для прохода воздуха, м².

3. Находят тепловую производительность Q_p , Гкал/ч, установки при расчетных условиях

$$Q_p = 0,24 L_{\text{в}} \gamma_p (t_{1p} - t_{2p}) 10^{-6}, \quad (4.2)$$

где t_{1p} и t_{2p} — соответственно расчетные температуры воздуха на входе и выходе из калориферной установки, °С.

4. Определяют скорость воды w , м/с, в трубах калориферов:

$$w = \frac{0,278 Q_p}{f_1 (t_{1p} - t_{2p})}, \quad (4.3)$$

где t_{1p} и t_{2p} — соответственно расчетные температуры воды на входе и выходе из калориферной установки, °С; f_1 — площадь живого сечения труб калориферов для прохода воды, м².

5. Определяют теоретический коэффициент теплопередачи K , ккал/(м²·ч·°С), калориферов в зависимости от весовой скорости воздуха $(V_{\text{в}})_p$ и скорости воды w .

6. Проверяют определенную по формуле (4.2) расчетную тепловую производительность установки

$$Q_p = \alpha K F \left(\frac{t_{1p} + t_{2p}}{2} - \frac{t_{1p} + t_{2p}}{2} \right) 10^{-6} \quad (4.4)$$

где F — поверхность нагрева калориферов, м²; K — коэффициент теплопередачи калориферов, ккал/(м²·ч·°С), α — коэффициент, учитывающий степень загрязнения поверхности калориферов и влияющий на снижение коэффициента теплопередачи (принимают в пределах 0,7—0,9).

7. Если полученные по формулам (4.2) и (4.4) расчетные теплопроизводительности калориферной установки отличаются более чем на $\pm 3\%$, принимают новую температуру воздуха на выходе из калориферной установки, и расчет производят заново. Для приточно-вентиляционных установок при отличии новой

температуры нагретого воздуха от первоначальной менее чем на 5 °С, плотность воздуха, входящую в формулы (4.1) и (4.2), не учитывают из-за незначительности вносимой погрешности. Для ускорения сходимости расчета рекомендуется новую величину принимать приблизительно равной температуре, определяемой по формуле:

$$t_{1p} = t_{2p} + \frac{Q_p \cdot 10^6}{0,24 L_{\text{в}} \gamma_p},$$

где значение Q_p принимают по результатам предыдущего расчета по формуле (4.4).

8. Если величина температуры нагретого воздуха на выходе из установки t_{1p} , окончательно найденная в результате расчета, лежит в пределах между максимально и минимально допустимыми значениями этой температуры $t_{1p}^{\text{макс}}$ и $t_{1p}^{\text{мин}}$, определяют расход сетевой воды G_p , т/ч, на калориферную установку:

$$G_p = Q_p \cdot 10^3 / (t_{1p} - t_{2p}). \quad (4.5)$$

На этом расчет заканчивают.

9. Если величина температуры нагретого воздуха на выходе из установки, окончательно найденная в результате расчета, окажется больше или меньше допустимого значения этой температуры, производят расчеты, приведенные ниже.

Продолжение расчета при недопустимо высокой температуре нагретого воздуха.

10. Принимают $t_{1p} = t_{1p}^{\text{макс}}$ и определяют новую расчетную теплопроизводительность установки $Q_p^1 < Q_p$:

$$Q_p^1 = 0,24 L_{\text{в}} \gamma_p (t_{1p}^{\text{макс}} - t_{2p}) 10^{-6}. \quad (4.6)$$

11. Определяют по пп. 21—25 новую расчетную температуру обратной воды, идущей от установки $t_{2p}^1 < t_{2p}$, где в качестве основного исходного данного принята расчетная теплопроизводительность установки Q_p^1 .

12. Если полученная величина t_{2p}^1 окажется меньше минимально допустимого значения $t_{2p}^{\text{мин}}$, необходима реконструкция калориферной установки с уменьшением площади поверхности нагрева.

13. Если полученная величина t_{2p}^1 окажется больше минимально допустимого значения $t_{2p}^{\text{мин}}$, определяют расчетный расход сетевой воды на калориферную установку

$$G_p = Q_p^1 \cdot 10^3 / (t_{1p} - t_{2p}^1). \quad (4.7)$$

На этом расчет заканчивают.

Продолжение расчета при недопустимо низкой температуре нагретого воздуха.

14. Принимают $t_{1p} = t_{1p}^{min}$ и определяют новую расчетную теплопроизводительность установки $Q_p^1 > Q_p$

$$Q_p^1 = 0,24 L_{\text{вв}} (t_{1p}^{min} - t_{2s}) 10^{-3}$$

15. Определяют по пп. 21—26 новую расчетную температуру обратной воды, идущей от установки $t_{2p}^1 > t_{2p}$, где в качестве основного исходного данных принимают расчетную теплопроизводительность установки Q_p^1 .

16. Если полученная величина t_{2p}^1 окажется больше максимально допустимого значения t_{2p}^{max} , необходима реконструкция calorиферной установки с увеличением площади поверхности нагрева.

17. Если полученная величина t_{2p}^1 окажется меньше максимально допустимого значения t_{2p}^{max} , по формуле (4.7) определяют расчетный расход сетевой воды на calorиферную установку. На этом расчет заканчивают. Схема расчета calorиферной установки при заданной расчетной температуре обратной воды приведена на рис. 18.

Определение расчетной температуры обратной воды от calorиферной установки при заданной ее теплопроизводительности. Расчетную температуру обратной воды от calorиферной установки находят методом последовательных приближений следующим образом.

18. При заданной проектной теплопроизводительности Q_{np} , 1 ккал/ч, определяют расчетную температуру нагретого воздуха на выходе из установки t_{1p} , °C:

$$t_{1p} = t_{2p} + \frac{Q_{np} \cdot 10^6}{0,24 L_{\text{вв}}}$$

19. Если величина температуры нагретого воздуха на выходе из установки t_{1p} окажется больше максимально допустимого значения этой температуры t_{1p}^{max} , выполняют пп. 34—38; если меньше минимально допустимого значения t_{1p}^{min} — пп. 41—45.

20. Если величина температуры нагретого воздуха t_{1p} лежит в пределах между максимально и минимально допустимыми значениями этой температуры t_{1p}^{max} и t_{1p}^{min} , то по формуле (4.1) определяют весовую скорость воздуха, проходящего через calorиферную установку в расчетных условиях.

21. Принимают вероятную расчетную температуру обратной воды, идущей от calorиферной установки t_{2p} , °C.

22. Определяют скорость воды в трубах calorиферов

$$w = \frac{0,278 Q_{np}}{F_1(t_{1p} - t_{2s})} \quad (4.8)$$

23. Находят теоретический коэффициент теплопередачи calorиферов K , ккал/(м²·ч·°C), в зависимости от весовой скорости воздуха $(V_{\text{вв}})_p$ и скорости воды w .

24. Проверяют принятую расчетную температуру обратной воды от calorиферной установки

$$t_{2p} = \frac{2 Q_{np} \cdot 10^6}{\alpha K F} - t_{1p} + t_{1p} + t_{2p} \quad (4.9)$$

25. Если полученная по формуле (4.9) расчетная температура обратной воды отличается от принятой более чем на 3 °C, принимают новую вероятную величину t_{2p} , приблизительно равную определенной по формуле (4.9), и расчет проводят заново, начиная с п. 22.

26. Если величина температуры обратной воды от calorиферной установки t_{2p} , окончательно найденная в результате расчета, лежит в пределах между максимально и минимально допустимыми значениями этой температуры t_{2p}^{max} и t_{2p}^{min} , определяют расчетный расход сетевой воды, идущей на calorиферную установку

$$G_p = \frac{Q_{np} \cdot 10^3}{t_{1p} - t_{2s}}$$

На этом расчет заканчивают.

27. Если величина температуры обратной воды, идущей от calorиферной установки, окончательно найденная в результате расчета, окажется больше или меньше соответственно максимально или минимально допустимого значения этой температуры t_{2p}^{max} или t_{2p}^{min} , производят расчеты, приведенные ниже.

Продолжение расчета при допустимой температуре нагретого воздуха и недопустимо высокой температуре обратной воды.

28. Принимают $t_{2p} = t_{2p}^{max}$ и по пп. 1—7 определяют новую расчетную теплопроизводительность установки $Q_p < Q_{np}$ и температуру нагретого воздуха t_{1p} .

29. Если полученная величина t_{1p} окажется меньше минимально допустимого значения

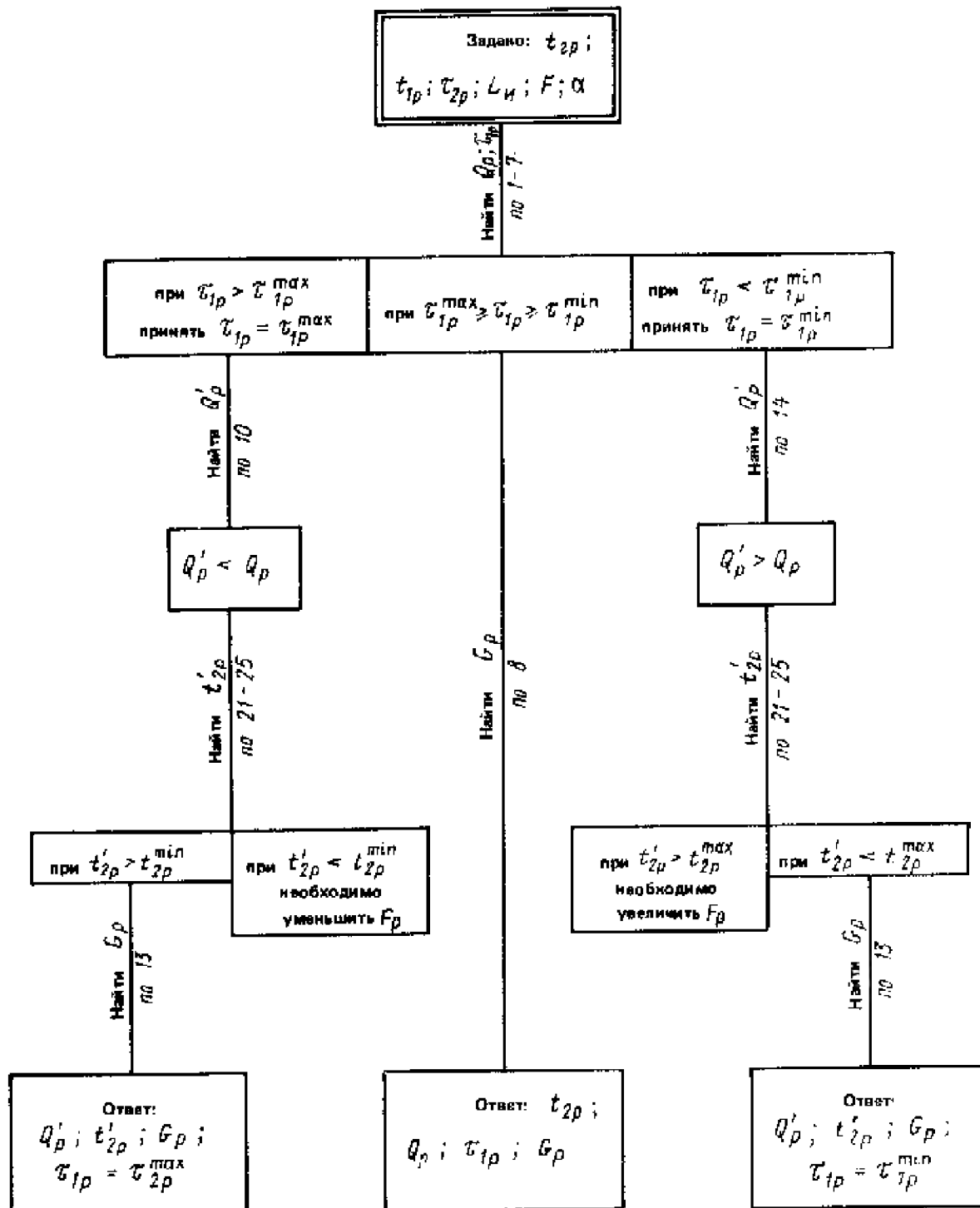


Рис. 4.8. Схема расчета калориферной установки при заданной температуре обратной воды

t_{1p}^{min} , следует реконструировать установку с увеличением ее поверхности нагрева.

30. Если полученная величина t_{1p} окажется больше минимально допустимого значения t_{1p}^{min} , определяют расчетный расход сетевой воды, идущей на калориферную установку

$$G_p = \frac{Q_p \cdot 10^3}{t_{1p} - t_{2p}^{max}} \quad (4.10)$$

На этом расчет заканчивают.

Продолжение расчета при допустимой температуре нагретого воздуха и недопустимо низкой температуре обратной воды.

31. Принимают $t_{2p} = t_{2p}^{min}$ и по пп. 1-7 определяют новую расчетную теплопроизводительность установки $Q_p > Q_{np}$ и новую температуру нагретого воздуха t_{1p} . При определении скорости воды по формуле (4.3) принимают $t_{2p} = t_{2p}^{min}$.

32. Если полученная величина t_{1p} окажется больше максимально допустимого значения

t_{1p}^{max} , установку реконструируют с уменьшением ее поверхности нагрева.

33. Если полученная величина t_{1p} окажется меньше максимально допустимого значения t_{1p}^{max} , определяют расчетный расход сетевой воды на калориферную установку:

$$G_p = \frac{Q_p \cdot 10^3}{t_{1p} - t_{2p}^{min}}. \quad (4.11)$$

Продолжение расчета при недопустимо высокой температуре нагретого воздуха.

34. Принимают $t_{1p} = t_{1p}^{max}$ и определяют новую расчетную теплопроизводительность калориферной установки $Q_p < Q_{пр}$:

$$Q_p = 0,24 L_{np} \gamma_p (t_{1p}^{max} - t_{2p}) 10^{-6},$$

где величину γ_p находят в соответствии с п. 2.

35. Определяют по пп. 21—25 расчетную температуру обратной воды на выходе из установки t_{2p} . В формулах (4.8) и (4.9) принимают $Q_{пр} = Q_p$.

36. Если величина температуры обратной воды от калориферной установки, окончательно найденная в результате расчета, лежит в пределах между максимально и минимально допустимыми значениями этой температуры t_{2p}^{max} и t_{2p}^{min} , по формуле (4.5) определяют расчетный расход сетевой воды на установку. На этом расчет заканчивают.

37. Если величина температуры обратной воды от калориферной установки, окончательно найденная в результате расчета, окажется меньше минимально допустимого значения этой температуры, установку реконструируют с уменьшением площади поверхности нагрева.

38. Если величина температуры обратной воды от калориферной установки, окончательно найденная в результате расчета, окажется больше максимально допустимого значения этой температуры, выполняют расчет, приведенный ниже.

Продолжение расчета при недопустимо высокой температуре нагретого воздуха и недопустимо высокой температуре обратной воды.

39. Принимают $t_{2p} = t_{2p}^{max}$ и по пп. 1—7 определяют новую расчетную теплопроизводительность установки $Q^1 < Q_p$ и новую температуру нагретого воздуха $t_{1p}^1 < t_{1p}^{max}$.

40. Определяют по формуле (4.10) расчет-

ный расход сетевой воды на калориферную установку. На этом расчет заканчивают.

Продолжение расчета при недопустимо низкой температуре нагретого воздуха.

41. Принимают $t_{1p} = t_{1p}^{min}$ и определяют расчетную теплопроизводительность калориферной установки $Q_p > Q_{пр}$:

$$Q_p = 0,24 L_{np} \gamma_p (t_{1p}^{min} - t_{2p}) 10^6,$$

где величину γ_p находят в соответствии с п. 2.

42. Определяют расчетную температуру обратной воды на выходе из установки t_{2p} , выполняя пп. 21—25.

43. Если величина температуры обратной воды от калориферной установки, окончательно найденная в результате расчета, находится в пределах между максимально и минимально допустимыми значениями этой температуры t_{2p}^{max} и t_{2p}^{min} , по формуле (4.5) определяют расход сетевой воды на установку. На этом расчет заканчивают.

44. Если величина температуры обратной воды от калориферной установки, окончательно найденная в результате расчета, окажется больше максимально допустимого значения этой температуры, установку реконструируют с увеличением площади поверхности нагрева.

45. Если величина температуры обратной воды от калориферной установки, окончательно найденная в результате расчета, окажется меньше минимально допустимого значения этой температуры, выполняют расчет, приведенный ниже.

Продолжение расчета при недопустимо низкой температуре нагретого воздуха и недопустимо низкой температуре обратной воды.

46. Принимают $t_{2p} = t_{2p}^{min}$ и по пп. 1—7 определяют новую температуру нагретого воздуха $t_{1p}^1 > t_{1p}^{min}$ и теплопроизводительность установки $Q^1 > Q_p$.

47. Определяют по формуле (4.11) расчетный расход сетевой воды на калориферную установку. На этом расчет заканчивают. Схема расчета калориферной установки при заданной теплопроизводительности показана на рис. 4.9.

Пример 1. Определить расчетную теплопроизводительность отопительно-рециркуляционного аг-

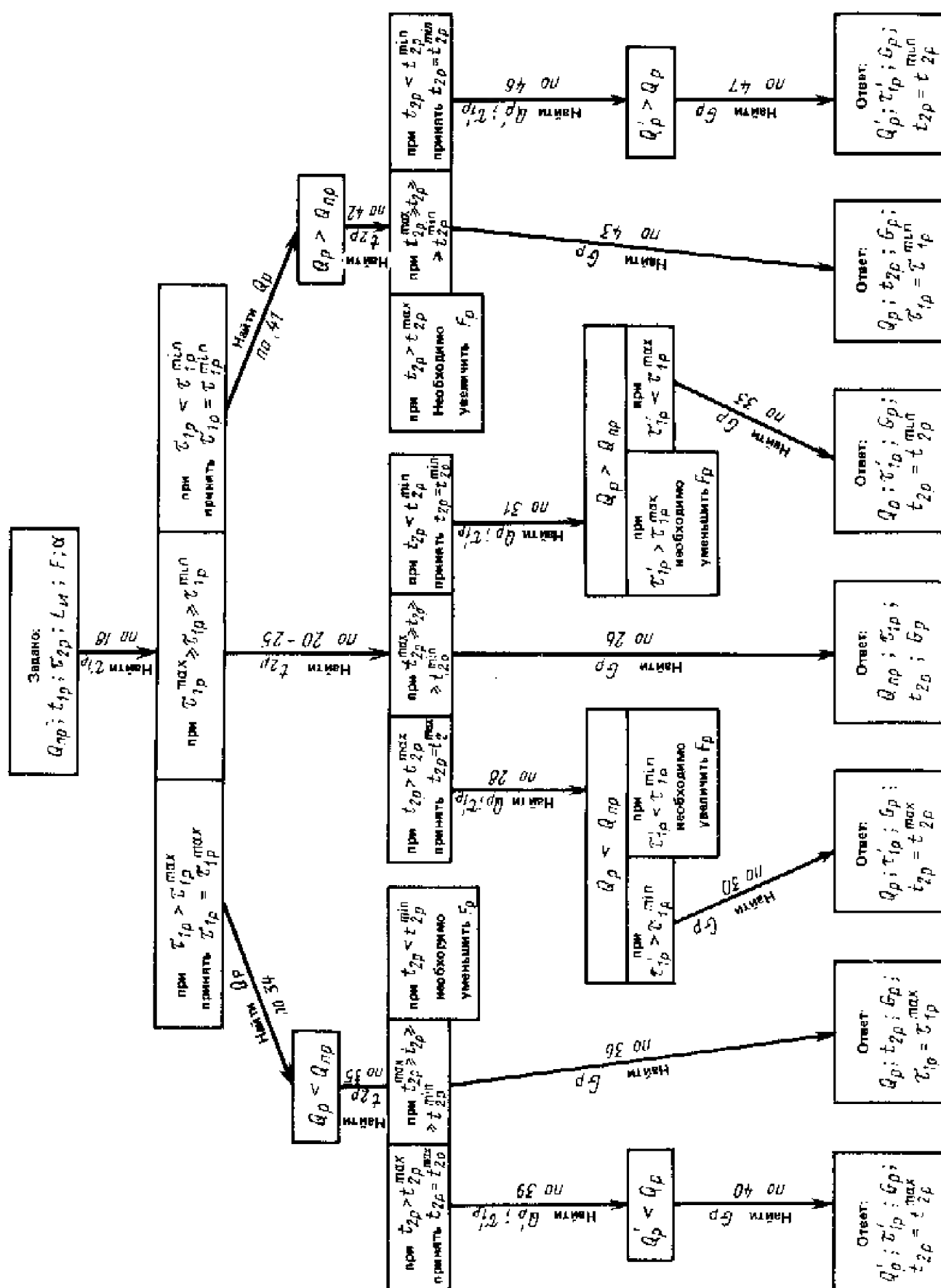


Рис. 4.9. Схема расчета калориметром² установок при заданной теплопроизводительности

регата, состоящего из вентилятора, подкачивает 10 000 м³/ч воздуха, и двух калориферов КФБ-8. Вода и воздух в калориферы подаются по последовательной схеме. Расчетные температуры воды t_{1p} и t_{2p} равны соответственно 150 и 70 °С. Температура воздуха в отапливаемом помещении $t_n = t_{2p} = -16$ °С. Коэффициент $\alpha = 0,9$.

Решение 1. По табл. 2.30 находят поверхность нагрева калориферов КФБ-8 $F = 2,45,7$ м²; живое сечение для прохода воздуха $f_a = 0,416$ м²; живое сечение для прохода воды $f_v = 0,0092$ м².

2. Определяют весовую скорость воздуха $(Vy)_p$. Для этого принимают температуру воздуха на выходе из агрегата $t_{1p} = 50$ °С и находят по табл. 1.6 плотность воздуха, проходящего в расчетных условиях через вентилятор, установленный до калориферов по ходу воздуха, $\gamma_p = \gamma_t = 1,222$ кг/м³ (пп. 1 и 2) $(Vy)_p = 10000 \cdot 1,222 / 3600 \cdot 0,416 = 8,16$ кгс/(м²·с).

3. Находят тепловую производительность установки в расчетных условиях (п. 3)

$$Q_p = 0,24 \cdot 10000 \cdot 1,222 (t_{1p} - 16) \cdot 10^{-6} = 2,93 \cdot 10^{-3} \times (150 - 16) = 2,93 \cdot 10^{-3} (50 - 16) = 0,0997 \text{ Гкал/ч.}$$

4. Определяют скорость воды в трубках калориферов (п. 4)

$$w = \frac{0,278 Q_p}{0,0092 (150 - 70)} = 0,378 Q_p = 0,378 \cdot 0,0997 = 0,0377 \text{ м/с.}$$

5. Определяют теоретический коэффициент теплопередачи калориферов по номограмме (см. рис. 2.)

$$K = 15,7 \text{ ккал/(м}^2 \cdot \text{ч} \cdot \text{°C}).$$

6. Проверяют теплопроизводительность установки и определяют процент погрешности расчета (пп. 6 и 7)

$$Q_p = 0,9 K \cdot 2,45,7 \left(\frac{150 + 70}{2} - \frac{t_{1p} + 16}{2} \right) 10^{-6} = 0,0823 \cdot 10^{-3} K \left(102 - \frac{t_{1p}}{2} \right) = 0,0823 \cdot 10^{-3} \times 15,7 \left(102 - \frac{50}{2} \right) = 0,0995 \text{ Гкал/ч.}$$

$$\Delta = \frac{0,0997 - 0,0995}{0,0997} 100 = 0,2 \%$$

7. Определяют расчетный расход сетевой воды на калориферную установку (п. 8)

$$G_p = \frac{0,0995 \cdot 10^3}{150 - 70} = 1,24 \text{ т/ч.}$$

8. Расчетные данные установки

$$t_{1p} = 150 \text{ °C}; t_{2p} = 70 \text{ °C}; t_{2p} = 16 \text{ °C}; t_{1p} = 50 \text{ °C}; Q_p = 0,0995 \text{ Гкал/ч}; G_p = 1,24 \text{ т/ч.}$$

Пример 2. Определить расчетную теплоотдачу отопительно-рециркуляционного агрегата при условиях примера 1, но при расходе воздуха 7000 м³/ч и максимально допустимой температуре нагретого воздуха $t_{1p}'' = 50$ °С.

Решение 1. Определяют весовую скорость воздуха $(Vy)_p$. Для этого принимают температуру воздуха на выходе из агрегата $t_{1p} = 45$ °С и находят по табл. 1.6 объемный вес воздуха $\gamma_p = 1,222$ кг/м³ при $t_{2p} = 16$ °С (пп. 1 и 2).

$$(Vy)_p = \frac{7000 \cdot 1,222}{3600 \cdot 0,416} = 5,71 \text{ кгс/(м}^2 \cdot \text{с).}$$

2. Находят теплопроизводительность установки в расчетных условиях (п. 3)

$$Q_p = 0,24 \cdot 7000 \cdot 1,222 (t_{1p} - 16) \cdot 10^{-6} = 2,05 \cdot 10^{-3} (t_{1p} - 16) = 2,05 \cdot 10^{-3} (45 - 16) = 0,0595 \text{ Гкал/ч.}$$

3. Определяют скорость воды в трубках калориферов (п. 4)

$$w = \frac{0,278 Q_p}{0,0092 (150 - 70)} = 0,378 Q_p = 0,378 \cdot 0,0595 = 0,0225 \text{ м/с.}$$

4. Определяют теоретический коэффициент теплопередачи калориферов по номограммам рис. 2.88; $K = 13,0$ ккал/(м²·ч·°С).

5. Проверяют теплопроизводительность установки и определяют процент погрешности расчета (пп. 6 и 7)

$$Q_p = 0,9 \cdot 45,7 \left(\frac{150 + 70}{2} - \frac{t_{1p} + 16}{2} \right) 10^{-6} = 0,085 \text{ Гкал/ч.}$$

$$\Delta = \frac{0,0595 - 0,085}{0,0595} 100 = -42,4 \%$$

6. Полученный результат отличается от теплопроизводительности, определенной по формуле (4.2), более чем на 3%, поэтому выбирают новую температуру воздуха на выходе из калориферов (п. 7)

$$t_{1p} = 16 + \frac{Q_p}{2,05 \cdot 10^{-3}} = 16 + \frac{0,085}{2,05 \cdot 10^{-3}} = 57,3 \text{ °C}$$

7. Принимают новое значение температуры воздуха на выходе из калориферов $t_{1p} = 57$ °С и расчет производят заново.

$$8. Q_p = 2,05 \cdot 10^{-3} (57 - 16) = 0,084 \text{ Гкал/ч.}$$

$$9. w = 0,378 \cdot 0,084 = 0,0318 \text{ м/с.}$$

$$10. K = 13,6 \text{ ккал/(м}^2 \cdot \text{ч} \cdot \text{°C}).$$

11. Производят проверку:

$$Q_p = 0,0823 \cdot 10^{-3} \cdot 13,6 \left(102 - \frac{57}{2} \right) = 0,082 \text{ Гкал/ч.}$$

$$\Delta = \frac{0,084 - 0,082}{0,084} 100 = 2,4 \%$$

12. Подбор величин расчетной теплопроизводительности установки завершен, однако полученная температура нагретого воздуха $t_{1p}=57^\circ\text{C}$ оказывается больше максимально допустимой величины (50°C). Расчет продолжают по пп. 10–13.

13. Расчетную температуру нагретого воздуха принимают равной максимально допустимой и по формуле (4.6) определяют новую, сниженную расчетную теплопроизводительность установки (п. 10):

$$Q_p^1 = 2,05 \cdot 10^{-3} (50 - 16) = 0,07 \text{ Гкал/ч.}$$

14. Принимают вероятную расчетную температуру обратной воды, идущей от calorиферной установки: $t_{2p} = 50^\circ\text{C}$ (п. 21).

15. Определяют скорость воды в трубках calorиферов (п. 22)

$$w = \frac{0,278 \cdot 0,07}{0,0092 (150 - t_{2p})} = \frac{2,12}{150 - t_{2p}} = \frac{2,12}{150 - 50} = 0,021 \text{ м/с.}$$

16. Теоретический коэффициент теплопередачи равен $12,9 \text{ ккал}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C})$ (п. 23).

17. Проверяют по формуле (4.9) принятую расчетную температуру обратной воды от calorиферной установки (п. 24)

$$t_{2p} = \frac{2 \cdot 0,07 \cdot 10^3}{0,9K \cdot 45,7} - 150 + 50 + 16 = \frac{1702}{K} - 84 = \frac{1702}{12,9} - 84 = 48^\circ\text{C.}$$

18. Полученная по формуле (4.9) расчетная температуры обратной воды отличается от принятой менее чем на 3°C (п. 25).

19. Определяют расчетный расход сетевой воды на calorиферную установку (п. 26)

$$G = \frac{0,07 \cdot 10^3}{150 - 48} = 0,69 \text{ т/ч.}$$

20. Расчетные данные установки:

$$t_{1p} = 150^\circ\text{C}; t_{2p} = 48^\circ\text{C}; \tau_{2p} = 16^\circ\text{C}; \\ \tau_{1p} = \tau_{1p}^{\text{max}} = 50^\circ\text{C}; Q_p^1 = 0,07 \text{ Гкал/ч}; \\ G_p = 0,69 \text{ т/ч.}$$

Пример 3. Определять расчетную температуру обратной воды от приточно-вентиляционной установки, состоящей из вентилятора, подающего $14\,000 \text{ м}^3/\text{ч}$ воздуха, и четырех calorиферов КВС 10-П, расположенных в один ряд по ходу воздуха. По воде calorиферы соединены последовательно по два. Расчетные температуры воды и воздуха на входе в установку равны соответственно 150 и -30°C . Проектная теплопроизводительность установки $0,22 \text{ Гкал/ч}$, коэффициент $\pi = 0,9$.

Решение 1. Расчет проводят для половины calorиферной установки с последовательно соединенными по ходу воды двумя calorиферами.

2. По табл. 2.43 находят площадь поверхности

нагрева двух calorиферов $F = 2 \cdot 25,08 = 50,2 \text{ м}^2$, живое сечение для прохода воздуха $f_a = 2 \cdot 0,303 = 0,606 \text{ м}^2$, живое сечение для прохода воды $f_r = 0,00116 \text{ м}^2$.

3. Определяют расчетную температуру нагретого воздуха на выходе из установки (п. 18)

$$t_{1p} = -30 + \frac{0,11 \cdot 10^3}{0,24 \cdot 7000 \cdot 1,205} = 24,3^\circ\text{C}$$

Величину γ_p определяют для случая установки вентилятора по ходу воздуха после calorиферов, предварительно принимают $t_{1p} = 20^\circ\text{C}$. Уточненная температура нагретого воздуха $t_{1p} = 25^\circ\text{C}$.

4. Определяют весовую скорость воздуха при расчетных условиях (п. 20)

$$(V\gamma)_p = \frac{7000 \cdot 1,185}{3600 \cdot 0,606} = 3,8 \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с}).$$

5. Принимают вероятную расчетную температуру обратной воды от установки $t_{2p} = 50^\circ\text{C}$ (п. 21)

6. Определяют скорость воды в трубках calorиферов (п. 22)

$$w = \frac{0,278 \cdot 0,11}{0,00116 (150 - t_{2p})} = \frac{26,4}{150 - t_{2p}} = 0,264 \text{ м/с}$$

7. Находят теоретический коэффициент теплопередачи calorиферов по номограмме (см. рис. 2.89):

$$K = 23 \text{ ккал}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C}).$$

8. Проверяют принятую расчетную температуру обратной воды от calorиферной установки (п. 24)

$$t_{2p} = \frac{2 \cdot 0,11 \cdot 10^3}{0,9K \cdot 50,2} - 150 + 25 - 30 = \frac{4869}{K} - 155 = \frac{4869}{23} - 155 = 56,7^\circ\text{C.}$$

9. Полученный результат отличается от принятого значения более чем на 3°C , поэтому принимают новую вероятную расчетную температуру обратной воды от установки $t_{2p} = 56^\circ\text{C}$ (п. 25, 21).

$$10. W = \frac{26,4}{150 - 56} = 0,281 \text{ м/с.}$$

11. $K = 23,2 \text{ ккал}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C}).$

12. Производят проверку:

$$t_{2p} = \frac{4869}{23,2} - 155 = 54,8^\circ\text{C}$$

13. Полученная величина расчетной температуры обратной воды отличается от принятой менее чем на 3°C .

14. Определяют расчетный расход сетевой воды на calorиферную установку (п. 26)

$$G_p = \frac{0,11 \cdot 10^3}{150 - 55} = 1,16 \text{ т/ч.}$$

15. Расчетные данные установки:

$$t_{1p} = 150^\circ\text{C}; t_{2p} = 55^\circ\text{C}; t_{2p} = -30^\circ\text{C}; \\ t_{1p} = 25^\circ\text{C},$$

$$Q_{np} = 0,22 \text{ Гкал/ч}; G_p = 2 \cdot 1,16 \cdot 2,32 \text{ т/ч}.$$

Пример 4. Определить расчетную температуру обратной воды от приточно-вентиляционной установки при условиях примера 3, но при проектной теплопроизводительности установки 0,16 Гкал/ч и минимально допустимой температуре нагретого воздуха $t_{1a}^{min} = 20^\circ\text{C}$.

Решение 1. Расчет проводят для половины калориферной установки с последовательно соединенными по ходу воды двумя калориферами.

2. Определяют расчетную температуру нагретого воздуха на выходе из установки (п. 18):

$$t_{1p} = -30 + \frac{0,08 \cdot 10^6}{0,24 \cdot 7000 \cdot 1,205} = 9,5^\circ\text{C}.$$

3. Найденная температура нагретого воздуха оказалась меньше минимально допустимого значения, и в связи с этим принимают $t_{1a} = t_{1p}^{min} = 20^\circ\text{C}$ и определяют новую расчетную теплопроизводительность калориферной установки (п. 41):

$$Q_p = 0,24 \cdot 7000 \cdot 1,205 (20 + 30) 10^{-6} = \\ = 0,101 \text{ Гкал/ч}.$$

4. Принимают вероятную расчетную температуру обратной воды от калориферной установки $t_{2p} = 45^\circ\text{C}$ (п. 21):

$$W = \frac{0,278 \cdot 0,101}{0,00116 (150 - t_{2p})} = \frac{24,2}{150 - t_{2p}} = 0,23 \text{ м/с}.$$

5. Находят теоретический коэффициент теплопередачи калориферов (п. 23):

$$K = 22,6 \text{ ккал}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C}).$$

6. Проверяют принятую расчетную температуру обратной воды от калориферной установки (п. 24):

$$t_{2p} = \frac{2 \cdot 0,101 \cdot 10^6}{0,9K50,2} - 150 + 20 - 30 =$$

$$\frac{4471}{K} - 160 = \frac{4471}{22,6} - 160 = 38^\circ\text{C}$$

7. Принимают новую вероятную расчетную температуру обратной воды от калориферной установки $t_{2p} = 39^\circ\text{C}$.

$$8. W = \frac{24,2}{150 - 39} = 0,218 \text{ м/с}.$$

9. $K = 22,5 \text{ ккал}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C}).$

10. Производит проверку:

$$t_{2p} = \frac{4471}{22,5} - 160 = 38,7^\circ\text{C}.$$

11. Полученная величина расчетной температу-

ры обратной воды отличается от принятой менее чем на 3°C .

12. Определяют расчетный расход сетевой воды на установку (п. 43):

$$G_p = \frac{0,101 \cdot 10^3}{150 - 39} = 0,91 \text{ т/ч}.$$

13. Расчетные данные установки

$$t_{1p} = 150^\circ\text{C}; t_{2p} = 39^\circ\text{C}; t_{2p} = -30^\circ\text{C}; t_{1p} = t_{1p}^{min} = \\ = 20^\circ\text{C}; Q_p = 2 \cdot 0,101 = 0,202 \text{ Гкал/ч}; G_p = 2 \cdot \\ \cdot 0,91 = 1,82 \text{ т/ч}.$$

Расход теплоты на горячее водоснабжение. Расчетные расходы горячей воды и теплоты на горячее водоснабжение определяют по проектным данным. При их отсутствии нормативный расход горячей воды для жилых зданий определяют по формулам:

среднечасовой за сутки наибольшего водопотребления

$$G_{г.ч}^{sp} = \frac{aN}{24} 10^{-3},$$

максимально часовой

$$G_{г.ч}^{max} = KG_{г.ч}^{sp},$$

где a — норма расхода горячей воды на одного потребителя, принимаемая по табл. 1.13; N — расчетное число потребителей;

K — коэффициент часовой неравномерности потребления горячей воды, принимаемый по табл. 1.14; 10^{-3} — коэффициент перевода расхода воды из л/ч в м³/ч.

Среднечасовой и максимально-часовой расчетные расходы теплоты на горячее водоснабжение (Гкал/ч) определяют умножением соответствующих расходов воды на коэффициент $(55 - t_x) 10^{-3}$ (где 55 — принятая температура горячей воды, t_x — температура холодной воды, которая при отсутствии данных принимается равной 5°C).

Расчетный среднечасовой расход горячей воды для жилых зданий находят по формуле

$$G_{г.ч}^{sp} = G_{г.ч}^{sp} \frac{55 - t_x}{t_r - t_x},$$

где t_r — принятая температура горячей воды в системах горячего водоснабжения, $^\circ\text{C}$, принимается не ниже 50°C для закрытой системы теплоснабжения и не ниже 60°C для открытой системы.

Расчетный максимально-часовой расход горячей воды находят умножением расчетного среднечасового расхода на коэффициент часовой неравномерности водопотребления для жилого здания. При определении расчетного максимального расхода воды на горячее водоснабжение города (жилого района) коэффи-

коэффициент часовой неравномерности ее потребления принимают 1,7–2,2.

При определении расчетных расходов теплоты и горячей воды по проектным материалам используют задаваемый в проекте максимальный часовой расход теплоты на горячее водоснабжение здания. Среднечасовой расход теплоты за сутки наибольшего водопотребления для здания определяют делением заданного максимального расхода на коэффициент часовой неравномерности потребления горячей воды в здании, принимаемый по табл. 1.14. Средне-часовой расход теплоты по системе теплоснабжения находят суммированием среднечасовых расходов теплоты потребителями, максимальный расход теплоты умножением среднечасового расхода теплоты по системе на коэффициент часовой неравномерности потребления горячей воды в системе теплоснабжения (1,7–2,2).

Расчетные расходы воды на горячее водоснабжение здания или в системе теплоснабжения определяют делением соответствующего расхода теплоты на разность температур горячей и холодной воды в системах горячего водоснабжения. Для закрытой системы теплоснабжения принимают среднюю температуру горячей воды 55 °С, для открытой – 65 °С.

Среднечасовые расчетные расходы воды и теплоты на горячее водоснабжение в летний период находят по формулам:

$$G_{\text{ГВ}}^{\text{р}} = \rho G_{\text{Т}}^{\text{р}};$$

$$Q_{\text{ГВ}}^{\text{р}} = \rho Q_{\text{Т}}^{\text{р}} \cdot \frac{t_{\text{Г.л}} - t_{\text{Х.л}}}{t_{\text{Г}} - t_{\text{Х}}},$$

где $t_{\text{Г.л}}$ и $t_{\text{Х.л}}$ – принятые температуры горячей и холодной воды в летний период, °С; при отсутствии данных принимают $t_{\text{Х.л}} = 15$ °С; ρ – коэффициент, учитывающий снижение среднечасового расхода воды на горячее водоснабжение в летний период, при отсутствии данных принимается равным 0,8, а для предприятий, курортов и южных городов $\rho = 1$.

4.4. РАСЧЕТ РЕЖИМОВ ОТПУСКА ТЕПЛОТЫ

Для расчета режимов регулирования от пуска теплоты приняты следующие условные обозначения:

$Q_{\text{от}}$ — расход теплоты на отопление, Гкал/ч;

$Q_{\text{ГВ}}$ — расход теплоты на горячее водоснабжение, Гкал/ч;

$G_{\text{от}}$ — расход сетевой воды на отопление, т/ч;

$G_{\text{Г}}$ — расход сетевой воды на горячее водоснабжение в закрытой системе теплоснабжения, т/ч;

$G_{\text{Г}}$ — расход воды, поступающей в систему горячего водоснабжения, т/ч;

$G_{\text{Х}}$ — расход сетевой воды на тепловой пункт, т/ч;

$G_{\text{Г.л.}}, G_{\text{Х.л.}}$ — расход воды на подающей и обратной линиях тепловой сети, т/ч;

g — удельный расход сетевой воды на 1 Гкал/ч нагрузки горячего водоснабжения, т/Гкал;

$t_{\text{в}}, t_{\text{с}}$ — температура воды, соответственно в подающей и обратной линиях сети, °С;

t_1, t_2, t_3 — температура воды соответственно перед элеватором, в обратной и подающей линиях системы отопления (без дополнительных индексов – текущие температуры по отопительному графику качественного регулирования), °С;
 $\Delta t_{\text{от}} = t_1 - t_2$ — разность температур сетевой воды перед элеватором и после системы отопления, соответствующая графику качественного регулирования, °С;

$t_{\text{ср}} = \frac{t_2 + t_3}{2}$ — средняя температура нагревательного прибора, соответствующая графику качественного регулирования, °С;

$t_{\text{в}}$ — расчетная температура воздуха внутри помещений, °С;

$t_{\text{н}}$ — температура наружного воздуха, °С;

$t_{\text{х}}, t_{\text{г}}$ — температуры холодной водопроводной воды и горячей воды, поступающей в систему горячего водоснабжения, °С;

$t_{\text{Г}}$ — температура обратной воды за подогревателями горячего водоснабжения, °С.

Индексы указанных обозначений

и — точка излома температурного графика;

ср — средняя нагрузка горячего водоснабжения;

макс — максимальная нагрузка горячего водоснабжения;

р — расчетные условия;

л — летний режим;

штрих — скорректированный график температур в открытой системе теплоснабжения или повышенный график в закрытой системе.

Обозначения относительных величин:

$\alpha = Q_{\text{ГВ}}^{\text{р}} / Q_{\text{от}}^{\text{р}}$ — отношение среднечасовой нагрузки горячего водоснабжения к расчетной отопительной нагрузке;

- $\beta = \frac{Q_{\text{г}}^{\text{макс}}}{Q_{\text{г}}^{\text{ср}}}$ — отношение максимальной нагрузки горячего водоснабжения к ее средней величине;
- $r = \frac{G_{\text{г}}}{G_{\text{г}}^{\text{н}}}$ — относительный расход сетевой воды на ввод (в закрытой системе теплоснабжения);
- $y = \frac{G_{\text{с}}}{G_{\text{с}}^{\text{н}}}$ — относительный расход сетевой воды на отопление;
- $\Delta = \Delta t_{\text{ср}} / \Delta t_{\text{г}}$ — отношение расчетной разности температур сетевой воды перед элеватором и после системы отопления к разности температур нагретой и холодной воды в системе горячего водоснабжения;
- ρ — отношение величины отбора воды на подающей линии к общему водопотреблению;
- α — коэффициент смещения элеватора;
- $\omega_{\text{н}}, \omega_{\text{с}}, \omega$ — соответственно отношение расчетных потерь напора по подающей (включая источник теплоты) и обратной линиям тепловой сети и у потребителя к расчетному напору сетевых насосов;
- $q = Q_{\text{от}} / Q_{\text{г}}^{\text{н}}$ — отношение расхода теплоты системой отопления при текущей температуре наружного воздуха к ее расчетному теплоснабжению.

При наладке систем централизованного теплоснабжения за основу принимают проектный режим отпуска теплоты. Однако при изменении проектных условий в системе теплоснабжения — отношения суммарного среднечасового расхода теплоты на горячее водоснабжение к суммарному максимальному часовому расходу теплоты на отопление, расчетной температуры наружного воздуха, оборудования тепловых пунктов и т. п. — проектный режим должен быть откорректирован с учетом этих изменений и разработан новый график температур сетевой воды.

Центральное качественное регулирование по отопительному графику предусмотрено для двухтрубных водяных тепловых сетей с преобладающей тепловой нагрузкой на отопление и вентиляцию. При наличии нагрузки на горячее водоснабжение график температур воды в подающей линии в теплый период отопительного сезона спрямляют так, чтобы была обеспечена необходимая температура потребляемой горячей воды. При одновременной подаче

теплоты на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение жилых районов вентиляционную тепловую нагрузку при выборе режима регулирования не учитывают. На выбор режима регулирования нагрузка горячего водоснабжения может влиять при определенных схемах тепловых пунктов.

Регулирование отпуска теплоты по повышенному температурному графику предусмотрено в закрытых системах теплоснабжения жилых районов, когда не менее 80 % жилых зданий имеет системы горячего водоснабжения с двухступенчатой последовательной схемой включения подогревателей, а соотношение нагрузок горячего водоснабжения и отопления у них примерно одинаковое.

Регулирование отпуска теплоты по скорректированному графику температур предусмотрено в открытых системах теплоснабжения, если не менее 80 % жилых зданий имеет примерно одинаковое соотношение нагрузок горячего водоснабжения и отопления (характерные потребители). При этом на вводах потребителей устанавливают дроссельные диафрагмы.

При соотношении среднечасового расхода теплоты на горячее водоснабжение и расчетного расхода теплоты на отопление α , лежащего в пределах от 0,1 до 0,2—0,3, вводят повышенный скорректированный температурный график. При $\alpha < 0,1$ можно не учитывать влияние водоразбора на режим систем отопления. При $\alpha > 0,2$ —0,3 следует учитывать величину водоразбора при гидравлическом расчете подающей линии тепловой сети и применять пониженный скорректированный график температур. Если в системе теплоснабжения не удается выделить группу характерных потребителей, то на вводах диафрагмы не устанавливают, а влияние водоразбора компенсируют расходом сетевой воды.

График температуры воды при центральном качественном регулировании по совместной нагрузке отопления и горячего водоснабжения рассчитывают в зависимости от значения соотношения среднечасового расхода теплоты на горячее водоснабжение к суммарному максимальному часовому расходу теплоты на отопление жилых зданий района (города). При расчете графиков температур принимают: начало и конец отопительного сезона при температуре наружного воздуха $t_{\text{н}} = -8^\circ\text{C}$; температуру внутреннего воздуха отапливаемых зданий для

жилых районов $t_b = 18^\circ\text{C}$ при расчетной наружной температуре для отопления $t_{нр} \geq 30^\circ\text{C}$ и $t_b = 20^\circ\text{C}$ — при $t_{нр} < -30^\circ\text{C}$.

Тепловыделения в зданиях, а также отличие внутренней температуры воздуха в помещениях от принятой при построении графика центрального регулирования учитывают в схеме местного регулирования систем теплоотребления. При расчете графика температуры воды в подающем трубопроводе следует вводить поправку, учитывающую влияние ветра (при скорости его V_w более 5 м/с) на тепловые потери здания. С учетом этой поправки температура воды в подающем трубопроводе $t_{г,п}$ должна быть равной

$$t_{г,п} = t_b + (t_1 - t_2) \frac{V_w + 5}{100}.$$

Отопительный график качественного регулирования. При качественном регулировании отпуска теплоты для отопительных систем график температур воды до и после элеватора и температуры воды, поступающей в тепловую сеть из отопительной системы, строят по результатам расчета по формулам:

$$t_1 = (1 + \mu_p)t_3 - \mu_p t_2;$$

$$t_3 = t_b + 0,5(t_{нр} - t_{г,п}) \frac{t_b - t_b}{t_b - t_{нр}} +$$

$$+ 0,5(t_{г,п} + t_{г,п} + 2t_3) \left(\frac{t_b - t_b}{t_b - t_{нр}} \right) \frac{1}{1 + n}.$$

$$t_2 = t_3 - (t_{нр} - t_{г,п}) \frac{t_b - t_b}{t_b - t_{нр}}.$$

Для систем отопления, оборудованных наиболее распространенными типами конвективно-излучающих нагревательных приборов, в показателе степени $n = 0,25$. Для систем теплоотребления, оборудованных конвективно-излучающими приборами и подключенных к тепловой сети непосредственно, $U_p = 0$ и $t_3 = t_1$. Необходимые данные для построения отопительного графика качественного регулирования отпуска теплоты для отопления жилых и общественных зданий приведены в табл. 4.3–4.7.

Для калориферных установок температурные данные для построения графика при качественном регулировании находят по формулам:

$$t_1 = (t_{г,п} - t_b) \frac{t_b - t_b}{t_b - t_{нр}} + t_b;$$

$$t_2 = (t_{г,п} - t_b) \frac{t_b - t_b}{t_b - t_{нр}} + t_b.$$

Текущие значения температуры воды после элеватора и обратной от систем отопления в диапазоне срабатывания температурного графика при неизменном располагаемом напоре источника теплоты определяют по формулам:

$$\left. \begin{aligned} t_3 &= t_1 - \frac{t_1 - t_b}{t_1 - t_b} (t_1 - t_2); \\ t_2 &= t_1 - \frac{t_1 - t_b}{t_1 - t_b} (t_1 - t_2). \end{aligned} \right\} (4.12)$$

При недостаточной мощности источника теплоты при наружных температурах, близких к $t_{нр}$, температуру воды в подающем трубопроводе задают ниже принятой по графику. Значения температур воды до и после систем отопления в этом случае определяют по формулам (4.12).

Температура воды, выходящей из тепловых пунктов с подогревательными установками горячего водоснабжения при отопительном графике. Для тепловых пунктов со смешанной, последовательной и параллельной схемами включения подогревателей горячего водоснабжения при отопительном графике среднесуточную температуру обратной воды, выходящей из тепловых пунктов, определяют при средней нагрузке горячего водоснабжения по графикам и номограммам.

При смешанной схеме включения подогревателей горячего водоснабжения температуру обратной воды и отопительный расход сетевой воды, подаваемой на тепловой пункт, определяют по графикам и номограммам (рис. 4.10 и 4.11) в зависимости от соотношения нагрузок горячего водоснабжения и отопления α и коэффициента часовой неравномерности нагрузки горячего водоснабжения β при различных температурах воды в подающей линии. Величины α и β находят по графикам при следующих температурах наружного воздуха: $t_a = +10^\circ\text{C}$; $t_b = t_{б,к}$ (в точке излома температурного графика); $t_b = t_{нр}$ при расчетной температуре наружного воздуха, а также при такой температуре, при которой температура воды в подающей линии по качественному графику равна 100°C (при $t_{нр} = 130^\circ\text{C}$) или 110°C (при $t_{нр} = 150^\circ\text{C}$).

Температуры t_b , соответствующие точке излома температурного графика и условиям $t_b = 100$ или 110°C , определяют по номограммам

Таблица 4.3. ТЕМПЕРАТУРА СЕТЕВОЙ ВОДЫ t В ПОДАЮЩЕМ ТРУБОПРОВОДЕ, °С, ПРИ ТЕМПЕРАТУРЕ ВОЗДУХА ВНУТРИ ПОМЕЩЕНИЯ 18 °С, ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК 130—70 °С

Расчетная температура наружного воздуха, °С	Температура наружного воздуха, °С								
	10	5	0	5	-10	-15	20	-25	30
0	72,8	102,0	130,0	-	-	-	-	-	-
1	70,3	98,1	124,8	-	-	-	-	-	-
2	68,0	94,6	120,0	-	-	-	-	-	-
3	65,9	91,4	115,7	-	-	-	-	-	-
4	64,0	88,4	111,8	-	-	-	-	-	-
5	62,2	85,7	108,2	130,0	-	-	-	-	-
6	60,6	83,2	104,9	125,0	-	-	-	-	-
7	59,1	80,9	101,8	122,0	-	-	-	-	-
8	57,7	78,8	98,9	118,5	-	-	-	-	-
9	56,4	76,8	96,3	115,2	-	-	-	-	-
10	55,2	75,0	93,8	112,1	130,0	-	-	-	-
11	54,1	73,2	91,5	109,3	126,6	-	-	-	-
12	53,1	71,6	89,4	106,6	123,4	-	-	-	-
13	52,1	70,1	87,3	104,0	120,4	-	-	-	-
14	51,2	68,7	85,4	101,7	117,5	-	-	-	-
15	50,3	67,3	83,6	99,4	114,9	130,0	-	-	-
16	49,4	66,1	81,9	97,3	112,3	127,1	-	-	-
17	48,7	64,8	80,3	95,3	110,0	124,3	-	-	-
18	47,9	63,7	78,8	93,4	107,7	121,7	-	-	-
19	47,2	62,6	77,4	91,6	105,6	119,2	-	-	-
20	46,5	61,6	76,0	89,9	103,5	116,9	130,0	-	-
21	45,9	60,6	74,7	88,3	101,6	114,6	127,5	-	-
22	45,3	59,7	73,4	86,7	99,7	112,5	125,0	-	-
23	44,7	58,8	72,2	85,3	98,0	110,4	122,7	-	-
24	44,2	57,9	71,1	83,9	96,3	108,5	120,5	-	-
25	43,6	57,1	70,0	82,5	94,7	106,6	118,4	130,0	-
26	43,1	56,4	69,0	81,2	93,2	104,9	116,4	127,7	-
27	42,6	55,6	68,0	80,0	91,7	103,2	114,5	125,6	-
28	42,2	54,9	67,0	78,8	90,3	101,5	112,6	123,5	-
29	41,7	54,2	66,1	77,7	88,9	100,0	110,8	121,5	-
30	41,3	53,5	65,2	76,6	87,6	98,5	109,1	119,6	130,0

Продолжение табл. 4.3

ТЕМПЕРАТУРА СЕТЕВОЙ ВОДЫ t В ПОДАЮЩЕМ ТРУБОПРОВОДЕ, °С, ПРИ ТЕМПЕРАТУРЕ ВОЗДУХА ВНУТРИ ПОМЕЩЕНИЯ 20 °С, ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК 130—70 °С

Расчетная температура наружного воздуха, °С	Температура наружного воздуха, °С												
	10	5	0	5	10	-15	20	25	-30	35	40	-45	-50
31	46,3	57,5	68,2	78,6	88,8	98,8	108,7	118,5	128,1	-	-	-	-
32	46,8	56,8	67,4	77,6	87,7	97,5	107,2	116,8	126,2	-	-	-	-
33	45,4	56,2	66,6	76,7	86,5	96,2	105,7	115,2	124,5	-	-	-	-
34	45,0	55,6	65,8	75,7	85,4	95,0	104,3	113,6	122,7	-	-	-	-
35	44,6	55,1	65,1	74,9	84,4	93,8	103,0	112,1	121,1	130,0	-	-	-
36	44,2	54,5	64,4	74,0	83,4	92,6	101,7	110,6	119,5	128,3	-	-	-
37	43,9	54,0	63,7	73,2	82,4	91,5	100,4	109,2	117,9	126,6	-	-	-
38	43,5	53,5	63,0	72,4	81,5	90,4	99,2	107,9	116,5	124,9	-	-	-
39	43,2	53,0	62,4	71,6	80,5	89,3	98,0	106,6	115,0	123,4	-	-	-
40	42,8	52,5	61,8	70,8	79,6	88,3	96,9	105,3	113,6	121,8	130,0	-	-
41	42,5	52,0	61,2	70,1	78,8	87,3	95,7	104,0	112,2	120,4	128,4	-	-

Продолжение табл. 4.3.

Расчетная температура наружного воздуха, °С	Температура наружного воздуха, °С												
	10	5	0	-5	-10	-15	-20	-25	-30	-35	-40	-45	-50
-42	42,2	51,6	60,6	69,4	78,0	86,4	94,7	102,8	110,9	118,9	126,8	—	—
-43	41,9	51,1	60,0	68,7	77,1	85,4	93,6	101,7	109,6	117,5	125,3	—	—
-44	41,6	50,7	59,5	68,0	76,4	84,5	92,6	100,6	108,4	116,2	123,9	—	—
-45	41,3	50,3	59,0	67,4	75,6	83,7	91,6	99,5	107,2	114,9	122,5	130,0	—
-46	41,0	49,9	58,4	66,7	72,9	82,8	90,7	98,4	106,0	113,6	121,1	128,5	—
-47	40,7	49,5	57,9	66,1	74,1	82,0	89,7	97,4	104,9	112,4	119,8	127,1	—
-48	40,5	49,1	57,5	65,5	73,4	81,2	88,8	96,1	103,8	111,2	118,5	125,7	—
-49	40,2	48,8	57,0	65,0	72,8	80,4	87,9	95,4	102,7	110,0	117,2	124,3	—
-50	40,0	48,4	56,5	64,4	72,1	79,6	87,1	94,4	101,7	108,9	116,0	123,0	130,0

Таблица 4.4. ТЕМПЕРАТУРА СЕТЕВОЙ ВОДЫ $t_{\text{с}}$ В ПОДАЮЩЕМ ТРУБОПРОВОДЕ, °С, ПРИ ТЕМПЕРАТУРЕ ВОЗДУХА ВНУТРИ ПОМЕЩЕНИЙ 18 °С, ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК 140—70 °С

Расчетная температура наружного воздуха, °С	Температура наружного воздуха, °С								
	10	5	0	-5	-10	-15	-20	-25	-30
-0	77,3	109,2	140,0	—	—	—	—	—	—
-1	74,5	105,0	134,2	—	—	—	—	—	—
-2	72,0	101,1	129,0	—	—	—	—	—	—
-3	69,7	97,5	124,3	—	—	—	—	—	—
-4	67,6	94,3	120,0	—	—	—	—	—	—
-5	65,7	91,4	116,0	140,0	—	—	—	—	—
-6	63,9	88,6	112,4	135,4	—	—	—	—	—
-7	62,3	86,1	109,0	131,2	—	—	—	—	—
-8	60,8	83,8	105,9	127,3	—	—	—	—	—
-9	59,4	81,6	103,0	123,7	—	—	—	—	—
-10	58,1	79,6	100,3	120,3	140,0	—	—	—	—
-11	56,9	77,7	97,7	117,2	136,2	—	—	—	—
-12	55,7	76,6	95,4	114,2	132,7	—	—	—	—
-13	54,7	74,3	93,1	111,5	129,4	—	—	—	—
-14	53,7	72,7	91,0	108,9	126,3	—	—	—	—
-15	52,7	71,3	89,1	106,4	123,3	140,0	—	—	—
-16	51,8	69,9	87,2	104,1	120,6	136,8	—	—	—
-17	50,9	68,6	85,5	101,9	118,0	133,7	—	—	—
-18	50,1	67,3	83,8	99,8	115,5	130,9	—	—	—
-19	49,4	66,1	82,2	97,8	113,1	128,1	—	—	—
-20	48,6	65,0	80,7	96,0	110,9	125,6	140,0	—	—
-21	48,0	63,9	79,3	94,2	108,8	123,1	137,2	—	—
-22	47,3	62,9	77,9	92,5	106,7	120,7	134,5	—	—
-23	46,7	62,0	76,6	90,9	104,8	118,5	132,0	—	—
-24	46,1	61,0	75,4	89,3	103,0	116,4	129,6	—	—
-25	45,5	60,2	74,2	87,9	101,2	114,3	127,2	140,0	—
-26	44,9	59,3	73,1	86,4	99,5	112,4	125,0	137,5	—
-27	44,4	58,5	72,0	85,1	97,9	110,5	122,9	135,1	—
-28	43,9	57,7	70,9	83,8	96,4	108,7	120,9	132,9	—
-29	43,4	57,0	70,0	82,6	94,9	107,0	118,9	130,7	—
-30	43,0	56,3	69,0	81,4	93,4	105,3	117,0	128,6	140,0

в зависимости от величины $t_{\text{н.р.}}$. На рис. 4.12 температурах воды в подающей линии сети показана номограмма, позволяющая найти 130 и 150 °С. График температур обратной температуры обратной воды, поступающей из воды строят по четырем характерным точкам, теплового пункта с последовательной схемой, которые соответствуют температурам наружного включения водоподогревателей, при расчетных температурах воздуха, указанным выше.

Продолжение табл. 4.4.

ТЕМПЕРАТУРА СЕТЕВОЙ ВОДЫ t_1 В ПОДАЮЩЕМ ТРУБОПРОВОДЕ, °С, ПРИ ТЕМПЕРАТУРЕ ВОЗДУХА ВНУТРИ ПОМЕЩЕНИЯ 20 °С, ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК 140—70 °С

Расчетная температура наружного воздуха, °С	Температура наружного воздуха, °С												
	10	5	0	-5	-10	-15	-20	-25	-30	-35	-40	-45	-50
-31	48,3	60,4	72,1	83,5	94,7	105,7	116,6	127,3	137,9	—	—	—	—
-32	47,8	59,7	71,2	82,4	93,4	104,2	114,9	125,4	135,9	—	—	—	—
-33	47,3	59,0	70,4	81,4	92,2	102,8	113,3	123,7	133,9	—	—	—	—
-34	46,9	58,4	69,5	80,4	91,0	101,4	111,8	121,9	132,0	—	—	—	—
-35	46,4	57,8	68,7	79,4	89,8	100,1	110,3	120,3	130,2	140,0	—	—	—
-36	46,0	57,2	68,0	78,5	88,7	98,9	108,8	118,7	128,4	138,1	—	—	—
-37	45,6	56,6	67,2	77,5	87,7	97,6	107,4	117,1	126,7	136,2	—	—	—
-38	45,2	56,1	66,5	76,7	86,6	96,4	106,1	115,6	125,1	134,4	—	—	—
-39	44,9	55,6	65,8	75,8	85,6	95,3	104,8	114,2	123,5	132,7	—	—	—
-40	44,5	55,0	65,1	75,0	84,6	94,1	103,5	112,8	121,9	131,0	140,0	—	—
-41	44,1	54,5	64,5	74,2	83,7	93,1	102,3	111,4	120,4	129,4	138,2	—	—
-42	43,8	54,0	63,8	73,4	82,8	92,0	101,1	110,1	119,0	127,8	136,5	—	—
-43	43,5	53,5	63,2	72,7	81,9	91,0	100,0	108,8	117,6	126,3	134,9	—	—
-44	43,1	53,1	62,6	71,9	81,0	90,0	98,9	107,6	116,2	124,8	133,3	—	—
-45	42,8	52,6	62,0	71,2	80,2	89,1	97,8	106,4	114,9	123,3	131,7	140,0	—
-46	42,5	52,2	61,5	70,5	79,4	88,1	96,7	105,2	113,6	121,9	130,2	138,4	—
-47	42,2	51,7	60,9	69,9	78,6	87,2	95,7	104,1	112,4	120,6	128,7	136,8	—
-48	41,9	51,3	60,4	69,2	77,8	86,3	94,7	103,0	111,2	119,3	127,3	135,2	—
-49	41,7	50,9	59,9	68,6	77,1	85,5	93,7	101,9	110,0	118,0	125,9	133,8	—
-50	41,4	50,5	59,4	68,0	76,4	84,6	92,8	100,9	108,8	116,7	124,5	132,3	140,0

Таблица 4.4а. ТЕМПЕРАТУРА СЕТЕВОЙ ВОДЫ t_1 В ПОДАЮЩЕМ ТРУБОПРОВОДЕ, °С, ПРИ ТЕМПЕРАТУРЕ ВОЗДУХА ВНУТРИ ПОМЕЩЕНИЙ 18 °С, ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК 150—70 °С

Расчетная температура наружного воздуха, °С	Температура наружного воздуха, °С									
	10	5	0	-5	-10	-15	-20	-25	-30	-35
0	81,7	116,5	150,0	—	—	—	—	—	—	—
-1	78,7	111,8	143,7	—	—	—	—	—	—	—
-2	76,0	107,6	138,0	—	—	—	—	—	—	—
-3	73,5	103,7	132,9	—	—	—	—	—	—	—
-4	71,3	100,2	128,2	—	—	—	—	—	—	—
-5	69,2	97,0	123,8	150,0	—	—	—	—	—	—
-6	67,3	94,1	119,9	145,0	—	—	—	—	—	—
-7	65,5	91,3	116,2	140,4	—	—	—	—	—	—
-8	63,9	88,8	112,8	136,2	—	—	—	—	—	—
-9	62,4	86,4	109,6	132,2	—	—	—	—	—	—
-10	61,0	84,3	106,7	128,6	150,0	—	—	—	—	—
-11	59,6	82,2	103,9	125,1	145,9	—	—	—	—	—
-12	58,4	80,3	101,4	121,9	142,0	—	—	—	—	—
-13	57,2	78,5	98,9	118,9	138,4	—	—	—	—	—
-14	56,2	76,8	96,7	116,0	135,0	—	—	—	—	—

Продолжение табл. 4.4

Расчетная температура наружного воздуха, °С	Температура наружного воздуха, °С								
	10	5	0	5	-10	-15	-20	25	30
-15	65,1	75,2	94,5	113,4	131,8	150,0	—	—	—
-16	54,2	73,7	92,5	110,8	128,8	146,5	—	—	—
-17	53,2	72,3	90,6	108,5	126,0	143,2	—	—	—
-18	52,4	70,9	88,8	106,2	123,3	140,0	—	—	—
-19	51,5	69,7	87,1	104,1	120,7	137,1	—	—	—
-20	50,8	68,4	85,5	102,0	118,3	134,2	150,0	—	—
-21	50,0	67,3	83,9	100,1	115,9	131,5	146,9	—	—
-22	49,3	66,2	82,4	98,2	113,7	129,0	144,0	—	—
-23	48,6	65,1	81,0	96,5	111,6	126,5	141,3	—	—
-24	48,0	64,1	79,7	94,8	109,6	124,3	138,6	—	—
-25	47,4	63,2	78,4	93,2	107,7	122,0	136,1	150,0	—
-26	46,8	62,3	77,2	91,7	105,9	119,9	133,7	147,3	—
-27	46,2	61,4	76,0	90,2	104,1	117,8	131,3	144,7	—
-28	45,7	60,5	74,9	88,8	102,4	115,9	129,1	142,2	—
-29	45,1	59,7	73,8	87,4	100,8	114,0	127,0	139,8	—
-30	44,6	59,0	72,7	86,1	99,3	112,2	124,9	137,5	150,0

Продолжение табл. 4.4а

ТЕМПЕРАТУРА СЕТЕВОЙ ВОДЫ t_v В ПОДАЮЩЕМ ТРУБОПРОВОДЕ, °С, ПРИ ТЕМПЕРАТУРЕ ВОЗДУХА ВНУТРИ ПОМЕЩЕНИЯ 20 °С, ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК 150—70 °С

Расчетная температура наружного воздуха, °С	Температура наружного воздуха, °С												
	10	5	0	-5	-10	-15	-20	-25	-30	-35	-40	-45	50
-31	50,2	63,3	76,0	88,4	100,6	112,6	124,4	136,1	147,7	—	—	—	—
-32	49,7	62,6	75,1	87,2	99,2	111,0	122,6	134,1	145,5	—	—	—	—
-33	49,2	61,9	74,1	86,1	97,8	109,4	120,8	132,1	143,3	—	—	—	—
-34	48,7	61,2	73,2	85,0	96,6	107,9	119,2	130,3	141,3	—	—	—	—
-35	48,3	60,5	72,4	83,9	95,3	106,5	117,5	128,5	139,3	150,0	—	—	—
-36	47,8	59,9	71,5	82,9	94,1	105,1	116,0	126,7	137,4	147,9	—	—	—
-37	47,4	59,2	70,7	81,9	92,9	103,8	114,4	125,0	135,5	145,9	—	—	—
-38	47,0	58,6	69,9	81,0	91,8	102,5	113,0	123,4	133,7	143,9	—	—	—
-39	46,5	58,1	69,2	80,0	90,7	101,2	111,6	121,8	132,0	142,0	—	—	—
-40	46,2	57,5	68,5	79,1	89,6	100,0	110,2	120,3	130,3	140,2	150,0	—	—
-41	45,8	56,9	67,7	78,3	88,6	98,8	108,9	118,8	128,0	138,4	148,1	—	—
-42	45,4	56,4	67,1	77,4	87,6	97,7	107,6	117,4	127,1	136,7	146,2	—	—
-43	45,0	55,9	66,4	76,6	86,7	96,6	106,3	116,0	125,5	135,0	144,4	—	—
-44	44,7	55,4	65,7	75,8	85,7	95,5	105,1	114,6	124,0	133,4	142,6	—	—
-45	44,4	54,9	65,1	75,1	84,8	94,4	103,9	113,3	122,6	131,8	140,9	150,0	—
-46	44,0	54,4	64,5	74,3	83,9	93,4	102,8	112,0	121,2	130,3	139,3	148,2	—
-47	43,7	54,0	63,9	73,6	83,1	92,4	101,7	110,8	119,8	128,8	137,7	146,5	—
-48	43,4	53,5	63,3	72,9	82,3	91,5	100,6	109,6	118,5	127,3	136,1	144,8	—
-49	43,1	53,1	62,8	72,2	81,4	90,6	88,5	108,4	117,2	125,9	134,6	143,2	—
-50	42,8	52,7	62,2	71,5	80,7	89,6	98,5	107,3	116,0	124,6	133,1	141,6	150,0

Таблица 4.5. ТЕМПЕРАТУРА СЕТЕВОЙ ВОДЫ В ОБРАТНОМ ТРУБОПРОВОДЕ t_2 , °C

Расчетная температура наружного воздуха, °C	Температура наружного воздуха, °C												
	10	5	0	-5	-10	-15	-20	-25	-30	-35	-40	-45	-50
При температуре воздуха внутри помещений 18 °C													
0	46,2	58,7	70,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
-1	45,0	57,1	67,9	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	44,0	55,6	66,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
3	43,0	54,2	64,3	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
-4	42,2	53,0	62,7	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
5	41,4	51,8	61,2	70,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—
6	40,6	50,7	59,9	68,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—
7	39,9	49,7	58,6	66,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—
8	39,3	48,8	57,4	65,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—
-9	38,7	47,9	56,3	64,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—
10	38,1	47,1	55,3	62,8	70,0	—	—	—	—	—	—	—	—
-11	37,6	46,3	54,3	61,7	68,6	—	—	—	—	—	—	—	—
-12	37,1	45,6	53,4	60,6	67,4	—	—	—	—	—	—	—	—
13	36,6	44,9	52,5	59,5	66,2	—	—	—	—	—	—	—	—
-14	36,2	44,3	51,7	58,5	65,0	—	—	—	—	—	—	—	—
-15	35,7	43,7	50,9	57,6	63,9	70,0	—	—	—	—	—	—	—
16	35,3	43,1	50,2	56,7	62,9	68,8	—	—	—	—	—	—	—
17	34,9	42,6	49,5	55,9	62,0	67,7	—	—	—	—	—	—	—
-18	34,6	42,0	48,8	55,1	61,0	66,7	—	—	—	—	—	—	—
-19	34,2	41,5	48,2	54,3	60,1	65,7	—	—	—	—	—	—	—
-20	33,9	41,1	47,6	53,6	59,3	64,8	70,0	—	—	—	—	—	—
21	33,6	40,6	47,0	52,9	58,5	63,9	69,0	—	—	—	—	—	—
-22	33,3	40,2	46,4	52,2	57,7	63,0	68,0	—	—	—	—	—	—
23	33,0	39,8	45,9	51,6	57,0	62,2	67,1	—	—	—	—	—	—
24	32,7	39,4	45,4	51,0	56,3	61,4	66,2	—	—	—	—	—	—
25	32,5	39,0	44,9	50,4	55,6	60,6	65,4	70,0	—	—	—	—	—
-26	32,2	38,6	44,4	49,9	55,0	59,9	64,6	69,1	—	—	—	—	—
27	32,0	38,3	44,0	49,3	54,4	59,2	63,8	68,3	—	—	—	—	—
28	31,7	37,9	43,6	48,8	53,8	58,5	63,0	67,4	—	—	—	—	—
-29	31,5	37,6	43,1	48,3	53,2	57,6	62,3	66,6	—	—	—	—	—
30	31,3	37,3	42,7	47,8	52,6	57,2	61,6	65,9	70,0	—	—	—	—
При температуре воздуха внутри помещений 20 °C													
-31	34,5	39,8	44,7	49,2	53,5	57,7	61,7	65,5	69,3	—	—	—	—
-32	34,3	39,5	44,3	48,8	53,0	57,1	61,1	64,9	68,6	—	—	—	—
33	34,1	39,2	43,9	48,4	52,6	56,6	60,5	64,2	67,9	—	—	—	—
34	33,9	39,0	43,6	48,0	52,1	56,1	59,9	63,6	67,2	—	—	—	—
35	33,7	38,7	43,3	47,6	51,7	55,6	59,4	63,0	66,5	70,0	—	—	—
36	33,5	38,3	43,0	47,2	51,2	55,1	58,8	62,4	65,9	69,3	—	—	—
37	33,3	38,2	42,7	46,8	50,8	54,6	58,3	61,9	65,3	68,7	—	—	—
-38	33,2	38,0	42,4	46,5	50,4	54,2	57,8	61,3	64,7	68,0	—	—	—
-39	33,0	37,7	42,1	46,1	50,0	53,7	57,3	60,8	64,2	67,4	—	—	—
-40	32,8	37,5	41,8	45,8	49,6	53,3	56,9	60,3	63,6	66,8	70,0	—	—
-41	32,7	37,3	41,5	45,5	49,3	52,9	56,4	59,8	63,1	66,3	69,4	—	—
-42	32,5	37,1	41,2	45,2	48,9	52,5	56,0	59,3	62,5	65,7	68,8	—	—
-43	32,4	36,9	41,0	44,9	48,6	52,1	55,5	58,8	62,0	65,2	68,2	—	—
-44	32,2	36,7	40,7	44,6	48,2	51,7	55,1	58,4	61,5	64,6	67,6	—	—
45	32,1	36,5	40,5	44,3	47,9	51,4	54,7	57,9	61,1	64,1	67,1	70,0	—
-46	31,9	36,3	40,3	44,0	47,6	51,0	54,3	57,5	60,6	63,6	66,5	69,4	—
-47	31,8	36,1	40,0	43,7	47,3	50,6	53,9	57,1	60,1	63,1	66,0	68,9	—
-48	31,6	35,9	39,8	43,5	47,0	50,3	53,5	56,6	59,7	62,6	65,5	68,3	—
49	31,5	35,7	39,6	43,2	46,7	50,0	53,2	56,2	59,2	62,2	65,0	67,8	—
-50	31,4	35,5	39,4	43,0	46,4	49,6	52,8	55,9	58,8	61,7	64,5	67,3	70,0

**Таблица 4.6. ТЕМПЕРАТУРА ВОДЫ, ПОДАВАЕМОЙ В ОТОПИТЕЛЬНУЮ СИСТЕМУ, t_w , °C
ПО ТЕМПЕРАТУРНОМУ ГРАФИКУ 95—70 °C**

Расчетная температура наружного воздуха, °C	Текущая температура наружного воздуха, °C												
	10	5	0	-5	-10	-15	-20	-25	-30	-35	-40	-45	-50
При температуре воздуха внутри помещений 18 °C													
0	57,3	76,7	95,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
-1	55,6	74,2	91,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
-2	54,8	71,8	88,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
-3	52,6	69,7	85,7	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
-4	51,3	67,7	83,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
-5	50,1	65,9	80,8	95,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—
-6	48,9	64,3	78,6	92,3	—	—	—	—	—	—	—	—	—
-7	47,9	62,7	76,6	89,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—
-8	47,0	61,3	74,7	87,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—
-9	46,1	60,0	73,0	85,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—
-10	45,2	58,7	71,3	83,4	95,0	—	—	—	—	—	—	—	—
-11	44,5	57,6	69,8	81,5	92,8	—	—	—	—	—	—	—	—
-12	43,7	56,5	68,4	79,7	90,7	—	—	—	—	—	—	—	—
-13	43,1	55,4	67,0	78,1	88,7	—	—	—	—	—	—	—	—
-14	42,4	54,5	65,7	76,5	86,9	—	—	—	—	—	—	—	—
-15	41,8	53,5	64,5	75,0	85,2	95,0	—	—	—	—	—	—	—
-16	41,2	52,7	63,4	73,6	83,5	93,1	—	—	—	—	—	—	—
-17	40,7	51,8	62,3	72,3	82,0	91,3	—	—	—	—	—	—	—
-18	40,1	51,1	61,3	71,1	80,5	89,6	—	—	—	—	—	—	—
-19	39,6	50,3	60,3	69,9	79,1	88,0	—	—	—	—	—	—	—
-20	39,2	49,6	59,4	68,7	77,7	86,5	95,0	—	—	—	—	—	—
-21	38,7	48,9	58,5	67,6	76,5	85,0	93,4	—	—	—	—	—	—
-22	38,3	48,3	57,7	66,6	75,2	83,6	91,8	—	—	—	—	—	—
-23	37,9	47,7	56,9	65,6	74,1	82,3	90,3	—	—	—	—	—	—
-24	37,5	47,1	56,1	64,7	73,0	81,0	88,8	—	—	—	—	—	—
-25	37,1	46,5	55,4	63,8	71,9	79,8	87,5	95,0	—	—	—	—	—
-26	36,8	46,0	54,7	62,9	70,9	78,6	86,2	93,5	—	—	—	—	—
-27	36,4	45,5	54,0	62,1	69,9	77,5	84,9	92,1	—	—	—	—	—
-28	36,1	45,0	53,3	61,3	69,0	76,4	83,7	90,8	—	—	—	—	—
-29	35,8	44,5	52,7	60,5	68,1	75,4	82,5	89,5	—	—	—	—	—
-30	35,5	44,1	52,1	59,8	67,2	74,4	81,4	88,3	95,0	—	—	—	—
При температуре воздуха внутри помещений 20 °C													
-31	39,4	47,2	54,5	61,5	68,2	74,8	81,3	87,6	93,8	—	—	—	—
-32	39,1	46,7	53,9	60,8	67,5	73,9	80,3	86,5	92,6	—	—	—	—
-33	38,8	46,3	53,4	60,2	66,7	73,1	79,3	85,4	91,4	—	—	—	—
-34	38,5	45,9	52,9	59,5	66,0	72,3	78,4	84,4	90,3	—	—	—	—
-35	38,3	45,5	52,4	58,9	65,3	71,5	77,5	83,5	89,3	95,0	—	—	—
-36	38,0	45,1	51,9	58,4	64,6	70,7	76,7	82,5	88,2	93,9	—	—	—
-37	35,7	44,8	51,4	57,8	64,0	70,0	75,9	81,6	87,2	92,8	—	—	—
-38	37,5	44,4	51,0	57,3	63,3	69,3	75,0	80,7	86,3	91,8	—	—	—
-39	37,2	44,1	50,5	56,7	62,7	68,6	74,3	79,9	85,3	90,7	—	—	—
-40	37,0	43,7	50,1	56,2	62,1	67,9	73,5	79,0	84,4	89,8	95,0	—	—
-41	36,8	43,4	49,7	55,7	61,6	67,2	72,8	78,2	83,6	88,8	94,0	—	—
-42	36,5	43,1	49,3	55,3	61,0	66,6	72,1	77,4	82,7	87,9	93,0	—	—
-43	36,3	42,8	48,9	54,8	60,5	66,0	71,4	76,7	81,9	87,0	92,0	—	—
-44	36,1	42,5	48,6	54,3	59,9	65,4	70,7	75,9	81,1	86,1	91,1	—	—
-45	35,9	42,2	48,2	53,9	59,4	64,8	70,1	75,2	80,3	85,3	90,2	95,0	—
-46	35,7	41,9	47,8	53,5	58,9	64,3	69,4	74,5	79,5	84,4	89,3	94,1	—
-47	35,5	41,7	47,5	53,1	58,5	63,7	68,8	73,9	78,8	83,6	88,4	93,1	—
-48	35,3	41,4	47,2	52,7	58,0	63,2	68,2	73,2	78,1	82,9	87,6	92,2	—
-49	35,1	41,2	46,8	52,3	57,5	62,7	67,7	72,6	77,4	82,1	86,8	91,4	—
-50	35,0	40,9	46,5	51,9	57,1	62,1	67,1	71,9	76,7	81,4	86,0	90,5	95,0

**Таблица 4.7. ТЕМПЕРАТУРА ВОДЫ, ПОДАВАЕМОЙ В ОТОПИТЕЛЬНУЮ СИСТЕМУ t_n , °С,
ПО ТЕМПЕРАТУРНОМУ ГРАФИКУ 105—70 °С**

Расчетная температура наружного воздуха, °С	Текущая температура наружного воздуха, °С											
	10	5	0	5	10	15	20	25	30	35	40	50
<i>При температуре воздуха внутри помещений 18 °С</i>												
0	62,1	84,2	105,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1	60,2	81,3	101,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	58,4	78,6	97,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—
3	56,8	76,2	94,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4	55,3	74,0	91,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—
5	53,9	71,9	88,8	105,0	—	—	—	—	—	—	—	—
6	52,7	70,0	86,3	101,9	—	—	—	—	—	—	—	—
7	51,5	68,3	84,0	99,1	—	—	—	—	—	—	—	—
8	50,5	66,7	81,9	96,5	—	—	—	—	—	—	—	—
9	49,4	65,2	79,9	94,0	—	—	—	—	—	—	—	—
10	48,5	63,7	78,1	91,8	105,0	—	—	—	—	—	—	—
11	47,6	62,4	76,3	89,6	102,5	—	—	—	—	—	—	—
12	46,8	61,2	74,7	87,6	100,1	—	—	—	—	—	—	—
13	46,0	60,0	73,2	85,7	97,9	—	—	—	—	—	—	—
14	45,3	58,9	71,7	83,9	95,8	—	—	—	—	—	—	—
15	44,6	57,9	70,3	82,3	93,8	105,0	—	—	—	—	—	—
16	44,0	56,9	69,0	80,7	91,9	102,8	—	—	—	—	—	—
17	43,3	56,0	67,8	79,2	90,1	100,8	—	—	—	—	—	—
18	42,8	55,1	66,7	77,7	88,5	98,9	—	—	—	—	—	—
19	42,2	54,2	65,6	76,4	86,9	97,0	—	—	—	—	—	—
20	41,7	53,3	64,3	75,1	85,3	95,3	105,0	—	—	—	—	—
21	41,2	52,7	63,5	73,9	83,9	93,6	103,1	—	—	—	—	—
22	40,7	52,0	62,6	72,7	82,5	92,0	101,3	—	—	—	—	—
23	40,2	51,3	61,7	71,6	81,2	90,5	99,6	—	—	—	—	—
24	39,8	50,6	60,8	70,5	79,9	89,1	98,0	—	—	—	—	—
25	39,4	50,0	60,0	69,5	78,7	87,7	96,4	105,0	—	—	—	—
26	39,0	49,4	59,2	68,5	77,5	86,3	94,9	103,3	—	—	—	—
27	38,6	48,8	58,4	67,6	76,4	85,1	93,5	101,7	—	—	—	—
28	38,2	48,2	57,7	66,7	75,4	83,8	92,1	100,2	—	—	—	—
29	37,8	47,7	57,0	65,8	74,3	82,7	90,8	98,7	—	—	—	—
30	37,5	47,2	56,3	65,0	73,4	81,5	89,5	97,3	105,0	—	—	—
<i>При температуре воздуха внутри помещений 20 °С</i>												
31	41,8	50,5	58,8	66,7	74,4	82,0	89,3	96,5	103,6	—	—	—
32	41,4	50,0	58,2	66,0	73,6	81,0	88,2	95,3	102,2	—	—	—
33	41,1	49,5	57,6	65,3	72,7	80,0	87,1	94,1	100,9	—	—	—
34	40,8	49,1	57,0	64,6	71,9	79,1	86,1	92,9	99,7	—	—	—
35	40,4	48,6	56,4	63,9	71,1	78,2	85,0	91,8	98,5	105,0	—	—
36	40,1	48,2	55,9	63,2	70,3	77,3	84,1	90,7	97,3	103,7	—	—
37	38,9	47,8	55,3	62,6	69,6	76,4	83,1	89,7	96,1	102,5	—	—
38	39,6	47,4	54,8	62,0	68,9	75,6	82,2	88,7	95,0	101,3	—	—
39	39,3	47,0	54,3	61,4	68,2	74,8	81,3	87,7	94,0	100,1	—	—
40	39,0	46,6	53,9	60,8	67,5	74,1	80,5	86,7	92,9	99,0	105,0	—
41	38,8	46,3	53,4	60,2	66,9	73,3	79,6	85,8	91,9	97,9	103,8	—
42	38,5	45,9	52,9	59,7	66,2	72,6	78,8	84,9	90,9	96,9	102,7	—
43	38,3	45,6	52,5	59,2	65,6	71,9	78,0	84,1	90,0	95,8	101,6	—
44	38,0	45,2	52,1	58,7	65,0	71,2	77,3	83,2	89,1	94,8	100,5	—
45	37,8	44,9	51,7	58,2	64,4	70,6	76,5	82,4	88,2	93,9	99,5	105,0
46	37,6	44,6	51,3	57,7	63,9	69,9	75,8	81,6	87,3	92,9	98,5	103,9
47	37,4	44,3	50,9	57,2	63,3	69,3	75,1	80,8	86,5	92,0	97,5	102,9
48	37,1	44,0	50,5	56,7	62,8	68,7	74,4	80,1	85,6	91,1	96,5	101,8
49	36,9	43,7	50,1	56,3	62,3	68,1	73,8	79,4	84,8	90,3	95,6	100,8
50	36,7	43,4	49,8	55,9	61,8	67,5	73,1	78,7	84,1	89,4	94,7	99,9

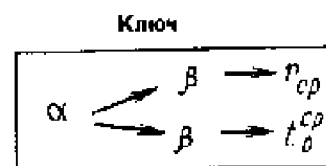
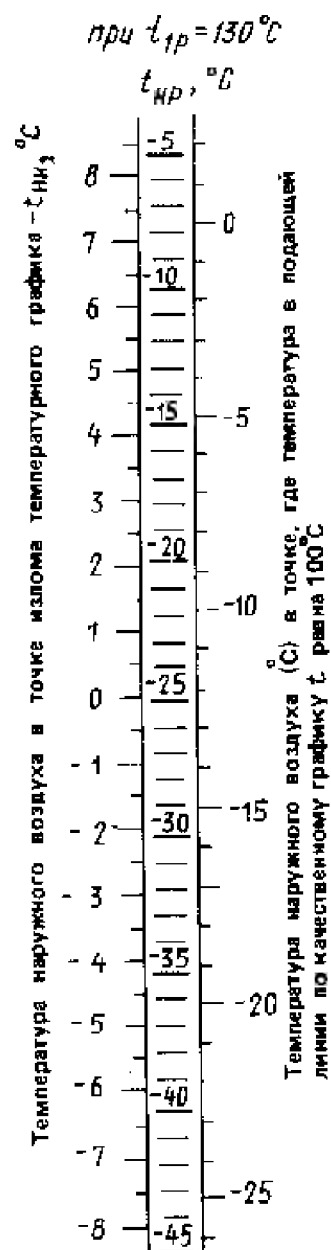
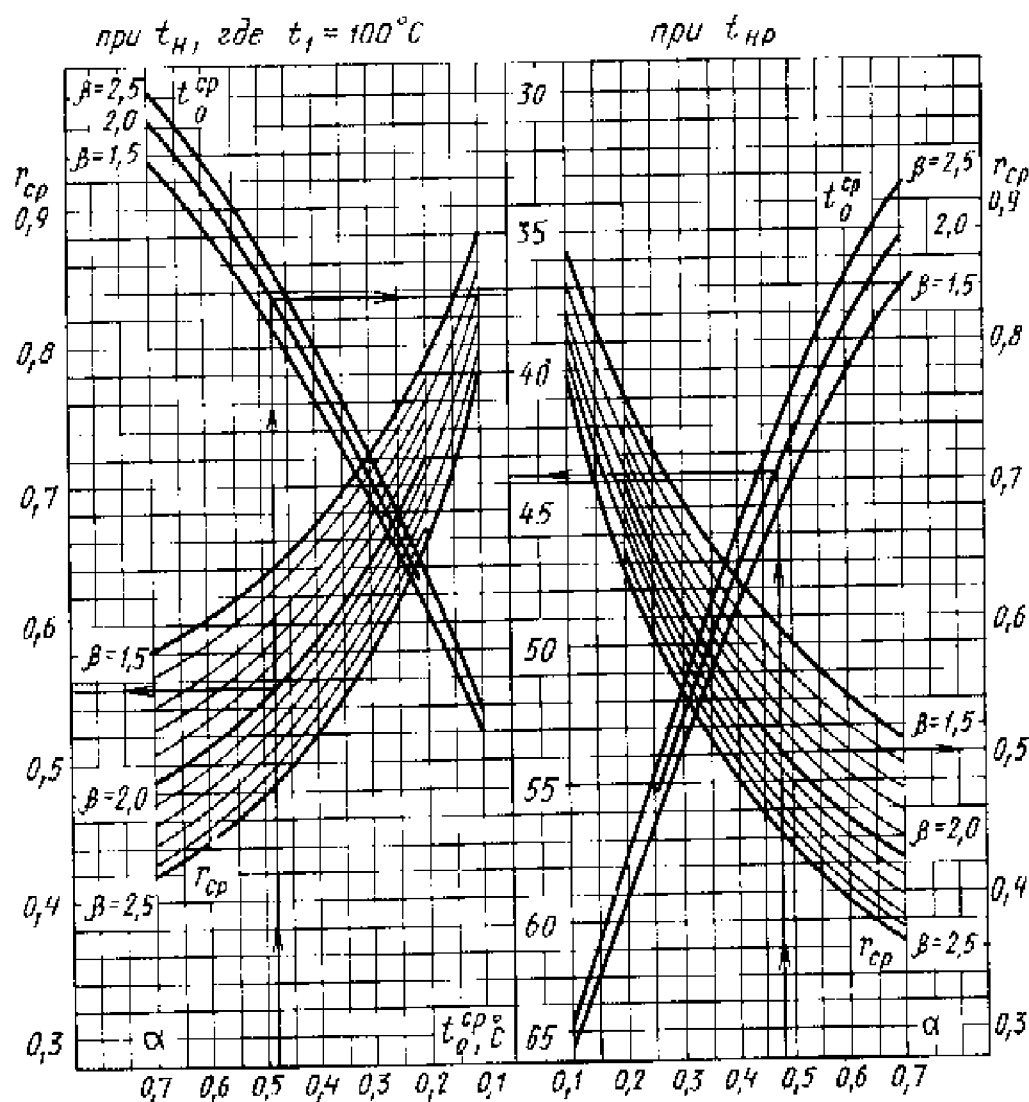
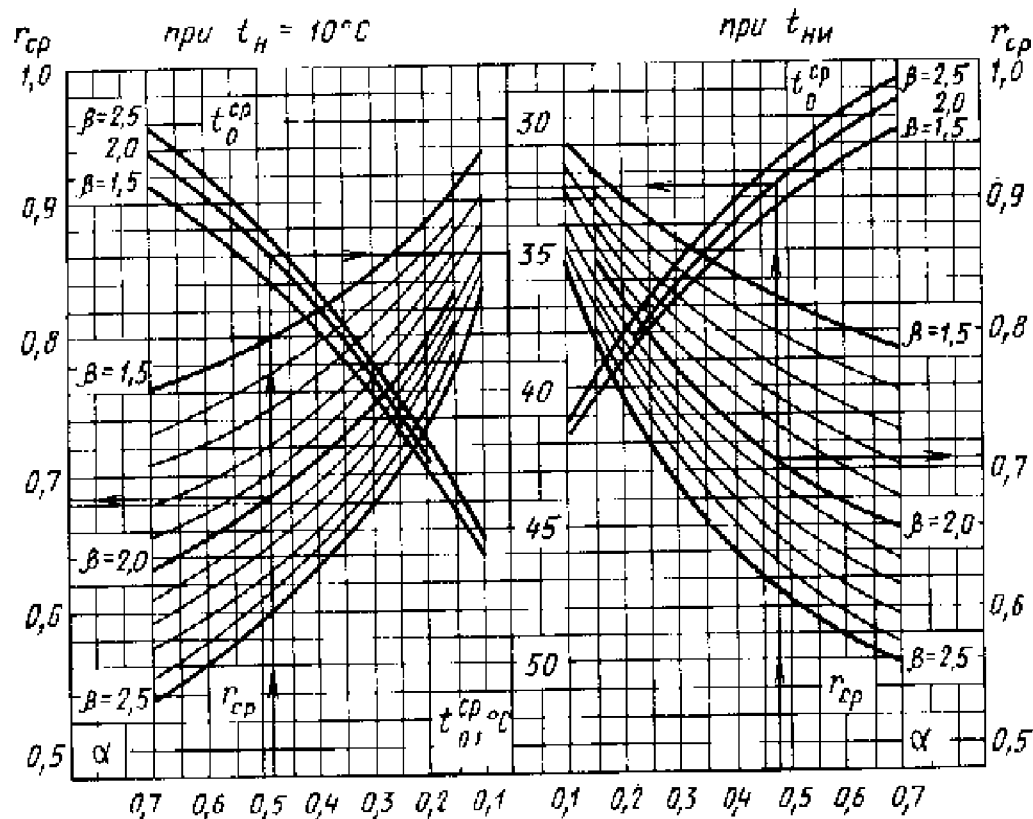


Рис. 4.10. Номограмма для построения графика температур обратной воды, поступающей из теплового пункта, и определения относительного расхода сетевой воды при смешанной схеме включения подогревателей, при среднечасовой нагрузке горячего водоснабжения и отопительном графике ($t_{HP} = 130^\circ\text{C}$)

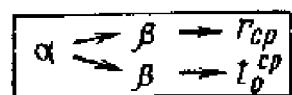
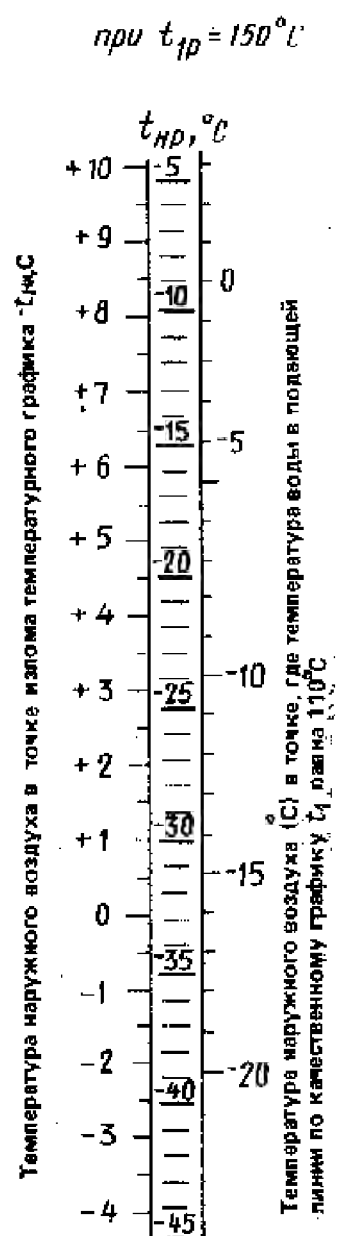
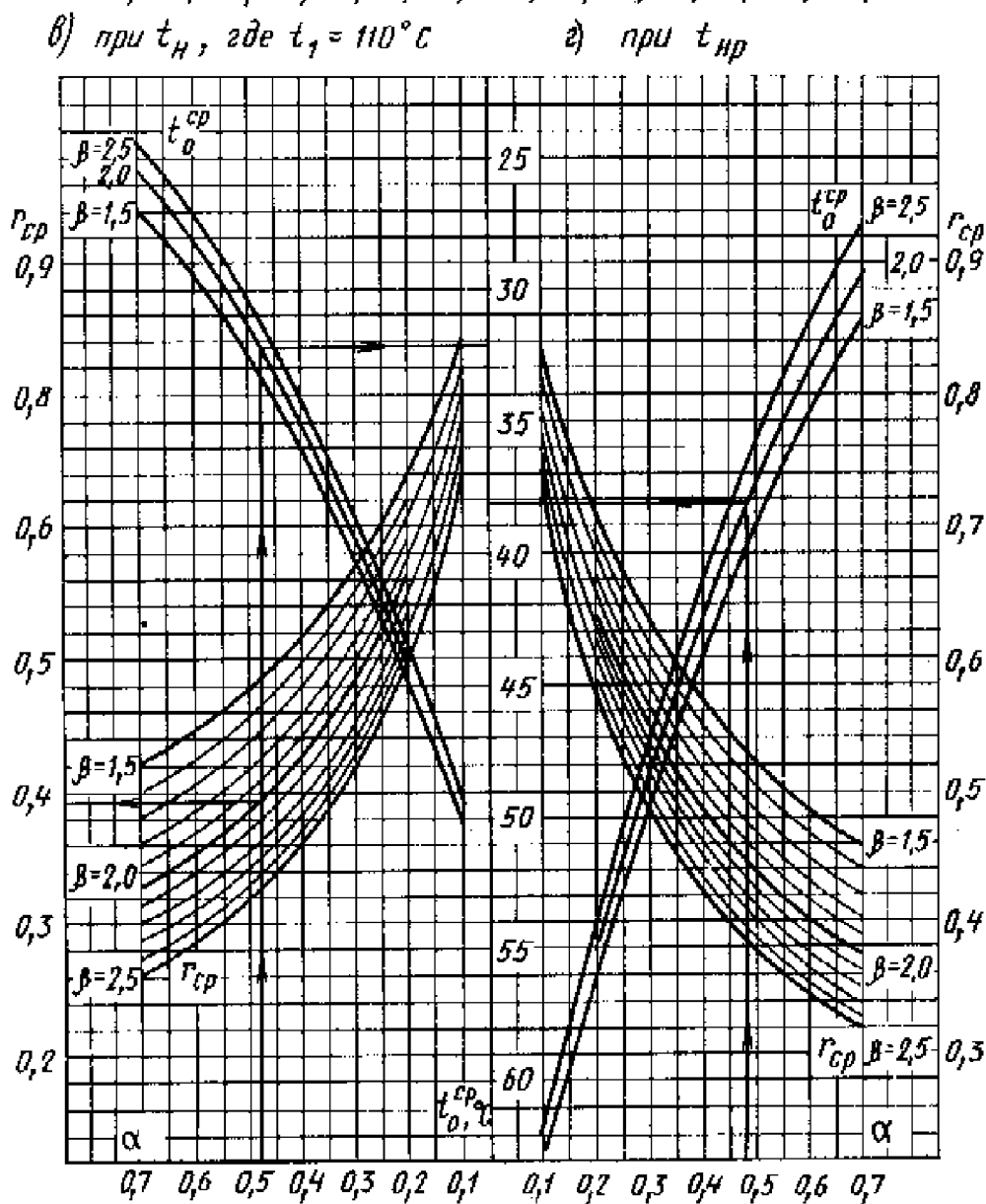
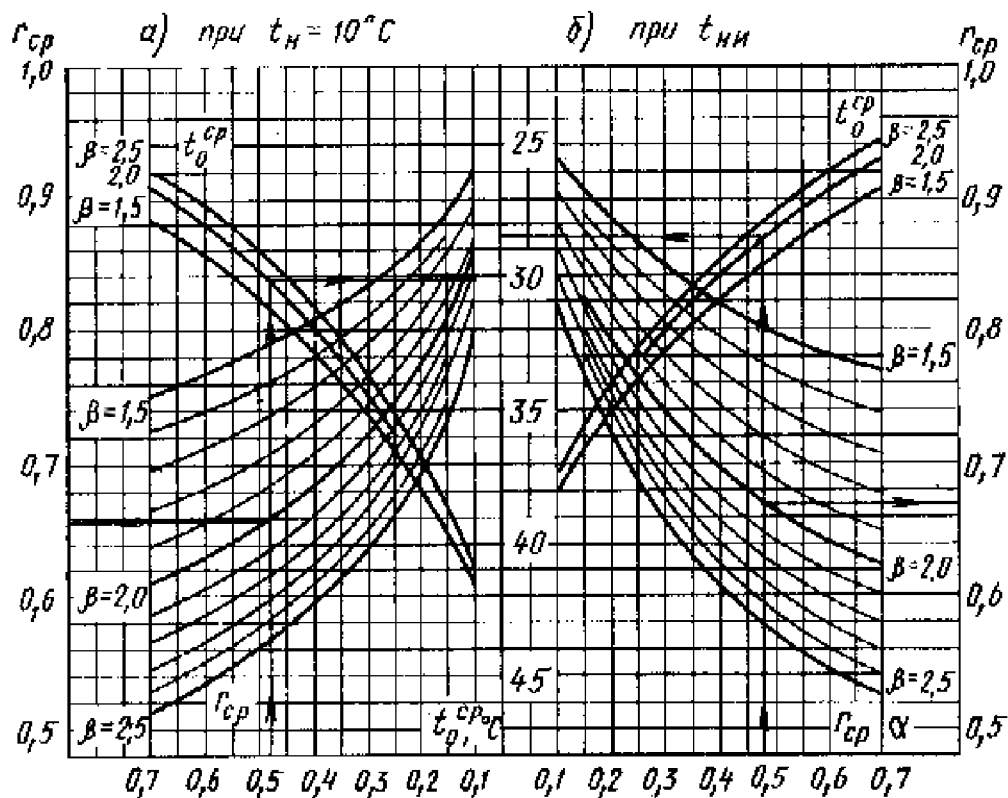


Рис. 4.11. Номограмма для построения графика температур обратной воды, поступающей из теплового пункта, и определения относительного расхода сетевой воды при смешанной схеме включения подогревателей, при среднечасовой нагрузке горячего водоснабжения и отопительном графике ($t_{HP} = 150^\circ\text{C}$)

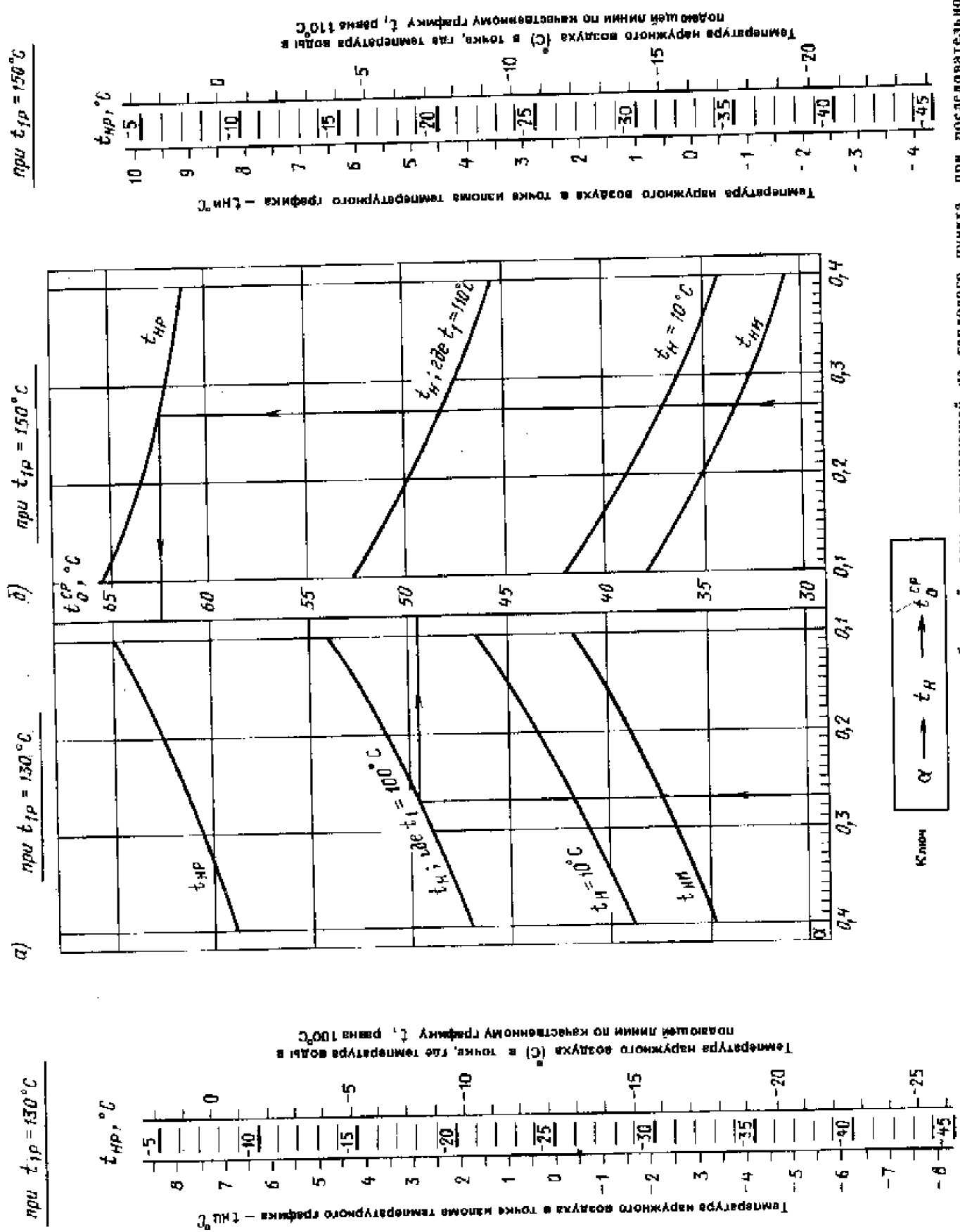


Рис. 4.12. Нограмма для построения графика температур обратной воды, поступающей из теплового пункта, при последовательной схеме включения подогревателей при среднесуточной нагрузке горячего водоснабжения и качественном отопительном графике

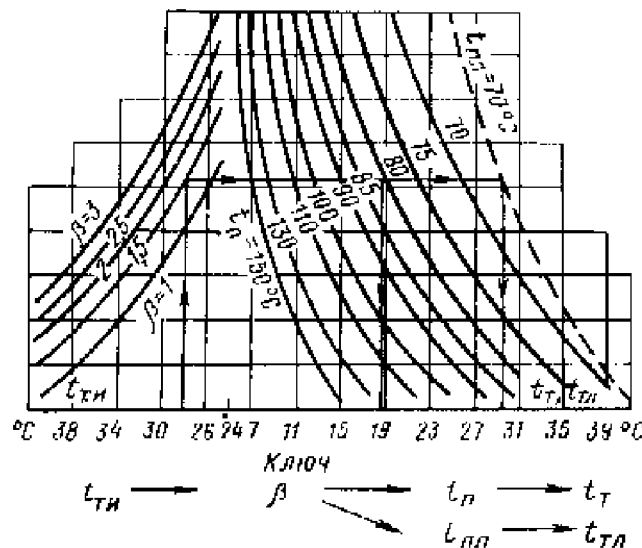


Рис. 4.13. Номограмма для построения графика температур обратной воды, поступающей из подогревателей горячего водоснабжения, при параллельной схеме их включения, средней нагрузке горячего водоснабжения и отопительном графике

При параллельной схеме включения горячего водоснабжения график температур обратной воды может быть построен с помощью номограммы, приведенной на рис. 4.13. Температуру сетевой воды после подогревателя $t_{с.в.}$ определяют в зависимости от расчетной температуры сетевой воды после подогревателя $t_{с.в.}$, от величины β и от температуры воды в подающей линии теплосети. Номограмма (см. рис. 4.13) построена для графика с температурой воды в подающей линии в точке излома $t_{п.в.} = 70^\circ\text{C}$. Температуру обратной воды, поступающей из теплового пункта при параллельной схеме, находят как средневзвешенную от системы отопления и подогревателя горячего водоснабжения.

Повышенный график температур при двухступенчатой последовательной схеме включения подогревателей горячего водоснабжения. Температуру воды в подающем трубопроводе тепловой сети по повышенному графику при последовательной схеме с регуляторами расхода прямого действия определяют по номограммам и графикам, показанным на рис. 4.14. Температуру воды по повышенному графику в диапазоне температур наружного воздуха от точки излома отопительного графика $t_{н.в.}$ до $t_{н.в.} = 8^\circ\text{C}$ находят по номограмме в зависимости от соотношения α_x , принимаемого для характерных потребителей, и от расчетной температуры воды в подающей линии.

Температуру наружного воздуха в точке излома повышенного графика (она же соответ-

ствует точке излома отопительного графика) находят по номограмме в зависимости от расчетной температуры наружного воздуха $t_{н.в.}$. Повышение температуры воды в подающей линии тепловой сети по повышенному графику над отопительным в диапазоне $t_{н.в.} \geq t_{н.в.} \geq t_{н.в.}$ определяют также по номограмме, приведенной на рис. 4.14. График температур обратной воды от теплового пункта с характерным соотношением α_x при повышенном графике и среднечасовой нагрузке на горячее водоснабжение строят по четырем точкам, значения которых определяют по графикам и номограммам, показанным на рис. 4.15.

Скорректированный температурный график для открытых систем теплоснабжения. Температуру воды в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети при любом виде скорректированного графика для диапазона наружных температур $t_{н.в.} < t_{н.в.}$ определяют по формулам:

$$t_1 = t_{сн} + (t_1 - t_{сн})/y;$$

$$t_2 = t_1 - \Delta t_{от}/y \dots t_{сн} - (t_{сн} - t_2)/y$$

Относительный расход сетевой воды на отопление y находят из уравнения

$$\omega_n \left(\frac{y + \alpha \Delta' \rho'}{1 + \alpha_n \Delta'} \right) + \epsilon y^2 + \omega_0 y - \alpha \Delta' (1 + \rho')^2 = 0 \quad (4.13)$$

где $\omega_n + \epsilon + \omega_0 = 1$;

$$\rho' = y \frac{t_1 - t_2}{t_1 - t_2} + \frac{1 + y}{2(1 + \alpha_n)}.$$

В формуле (4.13) при гидравлическом расчете трубопроводов тепловой сети с учетом среднечасовой нагрузки горячего водоснабжения по подающей линии $\alpha_n = \alpha$. При гидравлическом расчете подающего и обратного трубопроводов только на отопительную нагрузку (без учета нагрузки горячего водоснабжения) величина $\alpha_n = 0$.

В диапазоне наружных температур $8^\circ\text{C} \geq t_{н.в.} \geq t_{н.в.}$ и при $t_1' = t_2 = \text{const}$ и $\Delta' = \Delta$ (водоразбор только из подающей линии) величина y равна ее значению в точке излома скорректированного графика y_n . Температуру воды в обратной линии определяют в этом случае по формуле

$$t_2 = t_1 - \frac{(t_1 - t_n) \Delta t_{от}}{\frac{t_{сн} - t_n}{y} + t_1 - t_{сн}}.$$

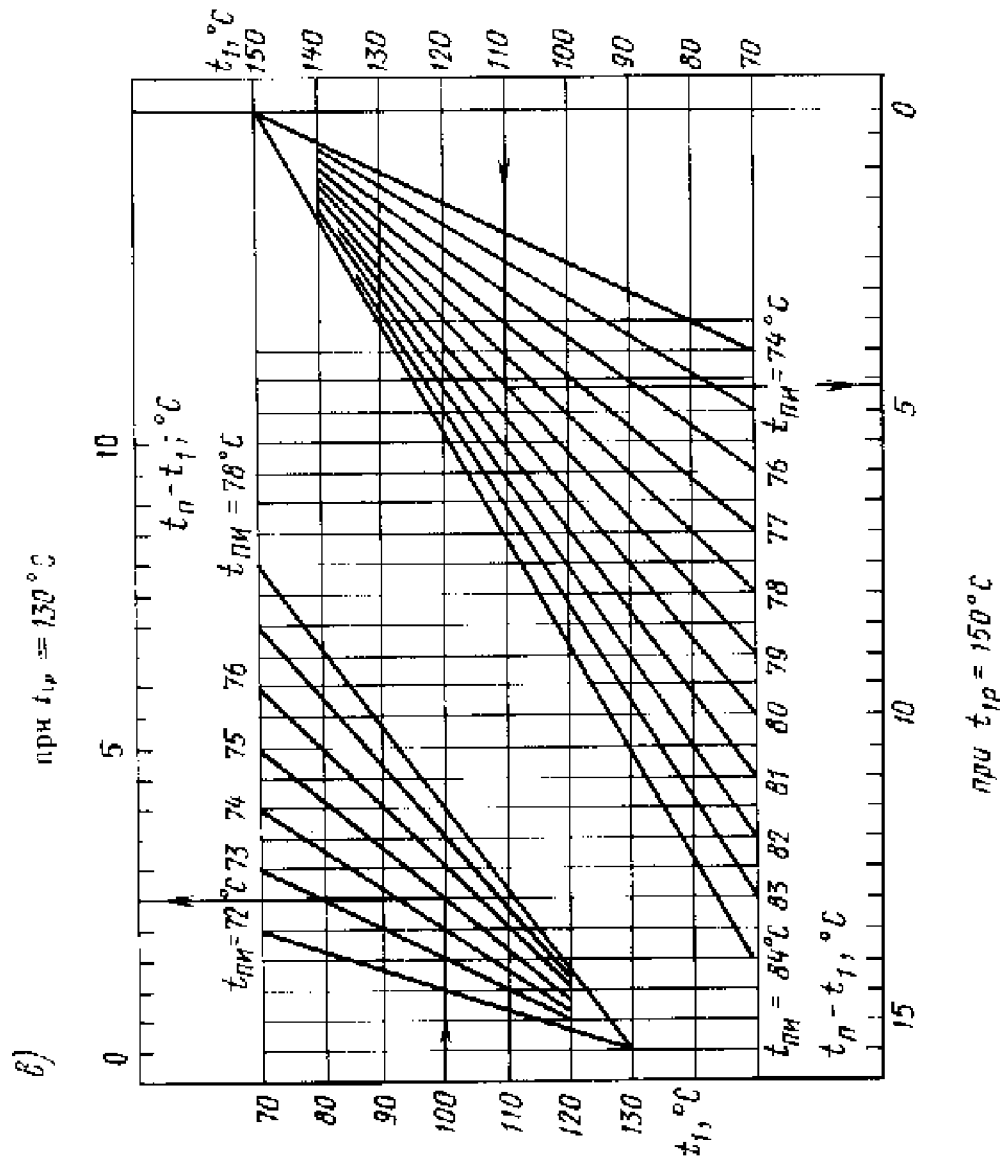
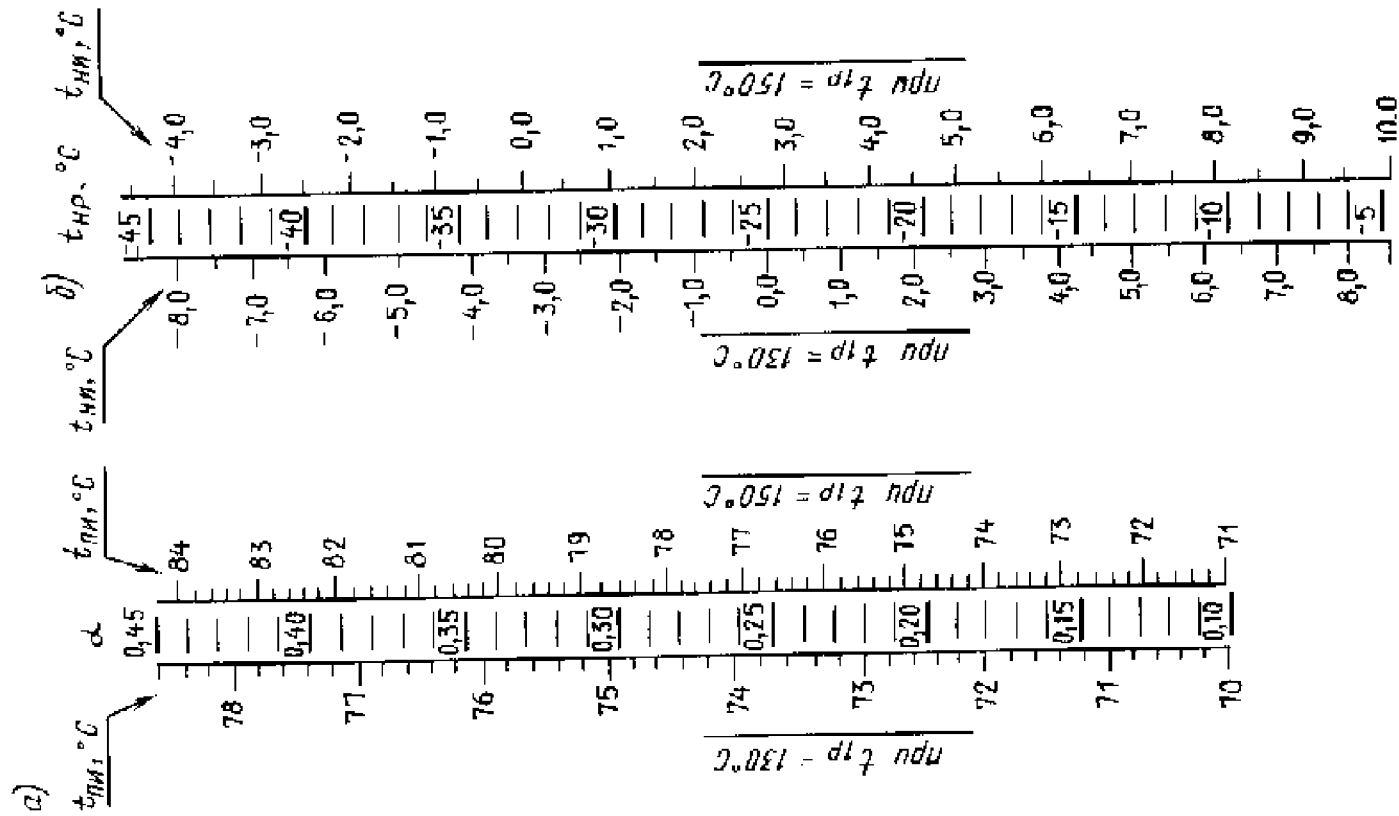


Рис. 4.14. Номограммы для построения повышенного графика температур при последовательной схеме включения подогревателей

а — температура воды в точке излома графика; б — температура наружного воздуха в точке излома графика; в — нахлестка к температуре воды в подающем трубопроводе по отопительному графику при повышенном графике

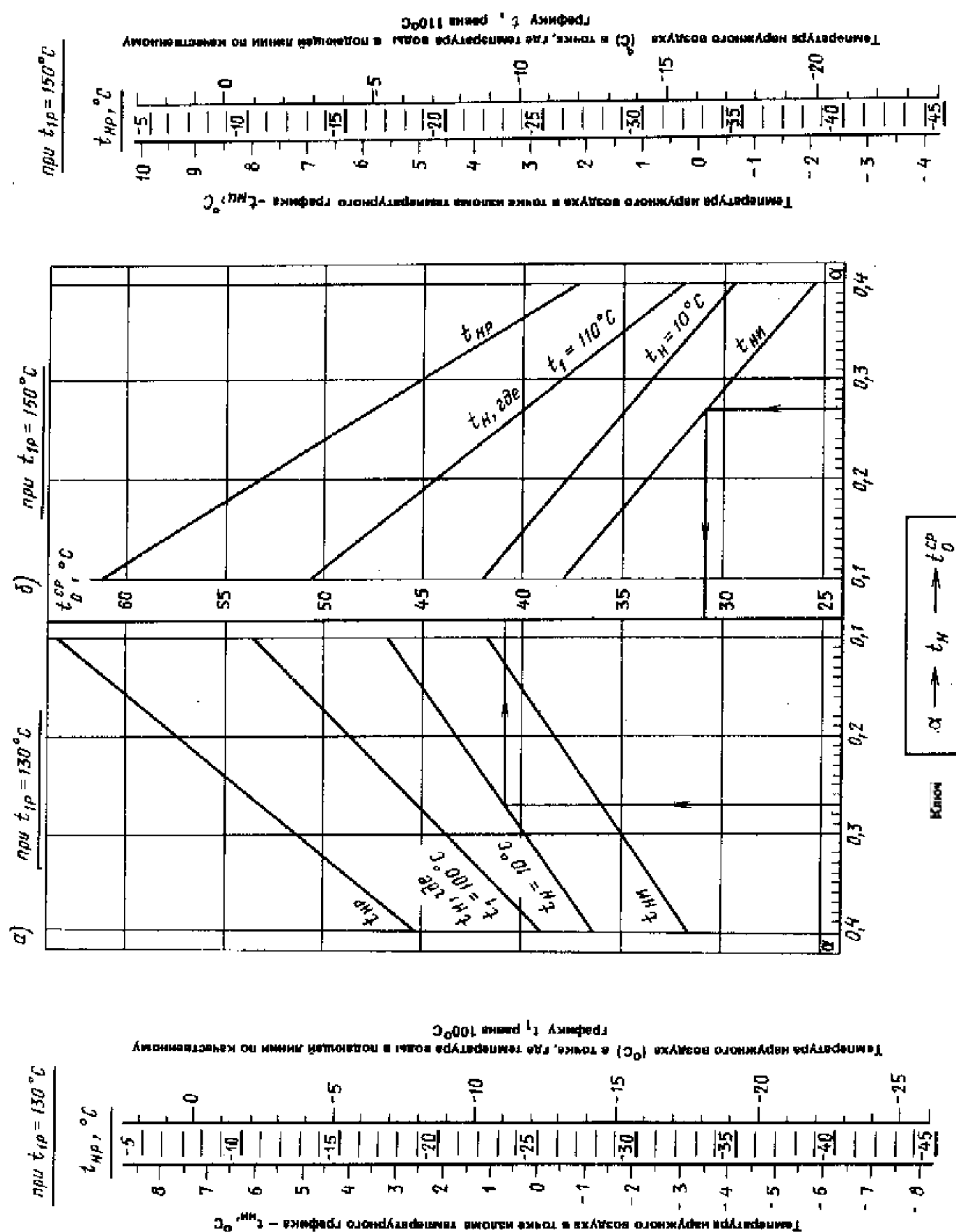


Рис. 4.15. Номограмма для построения графика температур обратной воды, поступающей из теплового пункта при последовательной схеме включения подогревателей, при среднечасовой нагрузке горячего водоснабжения и названном графике

В диапазоне наружных температур, где водоразбор осуществляется из обеих линий сети ($t_1' > t_r > t_2'$, величина Δ' равна Δ). В диапазоне наружных температур, где водоразбор происходит только из обратной линии, величину y находят из уравнения (4.13) при $\rho' = 0$, а величину Δ' вычисляют приближенно по формуле.

$$\Delta' \approx \Delta t_{от.р} / (t_2 - t_r).$$

Скорректированные температурные графики для открытых систем теплоснабжения с регуляторами температуры воды на горячее водоснабжение и с диафрагмами на тепловых вводах строят с помощью таблиц и номограмм, составленных для $t_{1р} = 130^\circ\text{C}$ и $t_{1р} = 150^\circ\text{C}$ при $t_2 = 60^\circ\text{C}$. Скорректированный график строят по пяти характерным точкам, для которых определяют температуру воды в подающей и обратной линиях сети. Характерным точкам соответствуют температуры наружного воздуха:

$$t_n = t_{nр}; \quad t_n = t_{nх}; \quad t_n = t_{nп}; \quad t_n = t_{nл}; \quad t_n = +10^\circ\text{C},$$

где $t_{nх}$ — температура наружного воздуха, при которой температура обратной воды, поступающей из системы отопления (при скорректированном графике) равна расчетной температуре воды для горячего водоснабжения, $^\circ\text{C}$; $t_{nл}$ — температура наружного воздуха в точке излома скорректированного графика, $^\circ\text{C}$; $t_{nп}$ — промежуточная температура наружного воздуха в диапазоне от $t_{nл}$ до $t_{nх}$.

Для тепловой сети, рассчитанной с учетом средней нагрузки горячего водоснабжения в подающем трубопроводе $G_{под}^p = G_{от}^p + G_{гор}^p$; $G_{гор}^p = G_{от}^p$ относительные расходы сетевой воды на отопление y в характерных точках находят по табл. 4.8—4.10. По найденным значениям с помощью номограмм рис. 4.16—4.18 определяют температуру воды в подающей и обратной линиях теплосети при скорректированном графике. Значения точки, характеризующей температурой наружного воздуха $t_{nл}$, которая соответствует температурам воды по отопительному графику $t_1 = 80^\circ\text{C}$ при $t_{1р} = 130^\circ\text{C}$ и $t_1 = 90^\circ\text{C}$ при $t_{1р} = 150^\circ\text{C}$, определяют по табл. 4.11.

Значения точки излома отопительного и скорректированного графиков для сети, рассчитанной с учетом средней нагрузки горячего водоснабжения, совпадают. В точке $t_n = 10^\circ\text{C}$ тем-

Рис. 4.16. Номограмма для определения температур воды в подающем и обратном трубопроводах при скорректированном графике в точке $t_{нр}$
а — температура воды в подающей линии по скорректированному графику; б — температура обратной воды по скорректированному графику

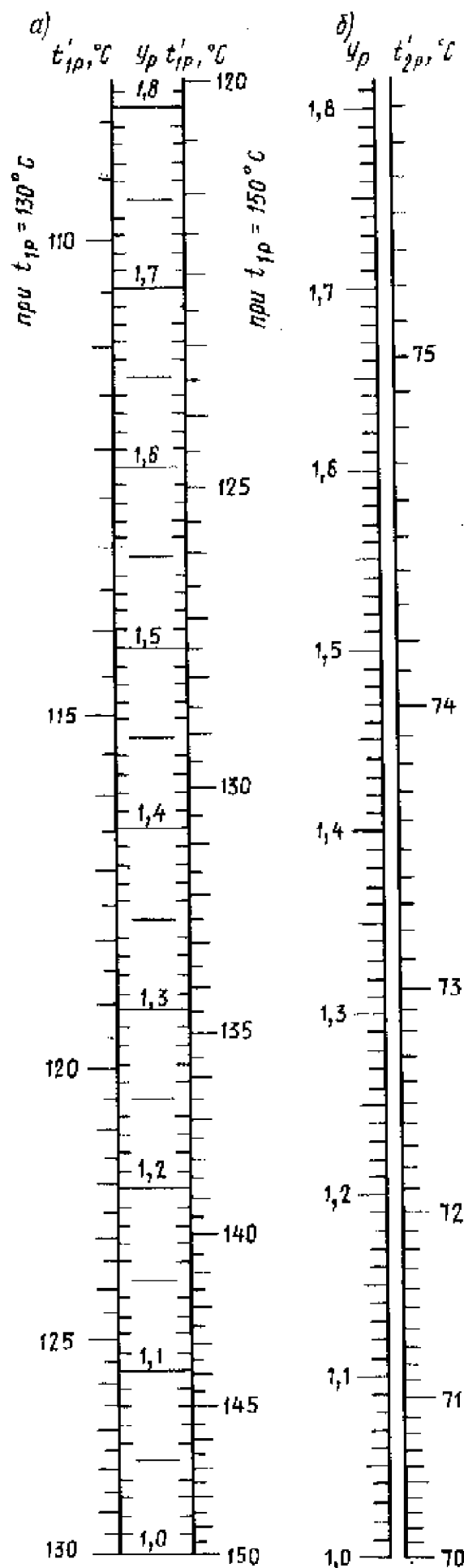


Таблица 4.3. ОТНОСИТЕЛЬНЫЙ РАСХОД СЕТЕВОЙ ВОДЫ НА ОТОПЛЕНИЕ ПРИ СКОРРЕКТРОВАННОМ ГРАФИКЕ В ТОЧКЕ t_{np}

x	$\omega_n = 0,2$					$\omega_n = 0,3$					$\omega_n = 0,5$					$\omega_n = 0,7$				
	ω_n					ω_n					ω_n					ω_n				
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5

При $t_{np} = 130^\circ\text{C}$																				
0,1	1,03	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,06	1,06	1,07	1,07	1,07	1,07	1,08	1,09	1,09	1,08	1,09	1,09	1,08	1,09
0,2	1,05	1,07	1,07	1,07	1,09	1,09	1,11	1,11	1,13	1,13	1,13	1,13	1,15	1,18	1,18	1,16	1,18	1,18	1,16	1,18
0,3	1,07	1,1	1,1	1,1	1,13	1,13	1,16	1,16	1,19	1,19	1,22	1,22	1,25	1,25	1,26	1,23	1,26	1,27	1,23	1,27
0,4	1,09	1,12	1,12	1,12	1,16	1,16	1,2	1,2	1,24	1,24	1,29	1,29	1,34	1,34	1,34	1,31	1,34	1,35	1,31	1,35
0,5	1,1	1,15	1,14	1,14	1,19	1,19	1,24	1,24	1,29	1,29	1,35	1,35	1,41	1,41	1,42	1,40	1,42	1,43	1,40	1,43
0,6	1,12	1,17	1,16	1,16	1,22	1,22	1,28	1,28	1,34	1,34	1,41	1,41	1,49	1,49	1,5	1,58	1,42	1,5	1,42	1,5

Таблица 4.9. ОТНОСИТЕЛЬНЫЙ РАСХОД СЕТЕВОЙ ВОДЫ НА ОТОПЛЕНИЕ y , ПРИ СКОРРЕКТРОВАННОМ ГРАФИКЕ ДЛЯ ТОЧКИ t'_{np} , ПРИ КОТОРОЙ $t'_{np} - t = 60^\circ\text{C}$

x	$\omega_n = 0,2$					$\omega_n = 0,3$					$\omega_n = 0,5$					$\omega_n = 0,7$				
	ω_n					ω_n					ω_n					ω_n				
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5

При $t_{np} = 130^\circ\text{C}$																				
0,1	1,03	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,07	1,08	1,06	1,07	1,08	1,09	1,09	1,08	1,09	1,09	1,08	1,09
0,2	1,06	1,08	1,08	1,08	1,1	1,1	1,12	1,1	1,14	1,17	1,12	1,14	1,17	1,19	1,19	1,16	1,19	1,19	1,16	1,22
0,3	1,08	1,11	1,11	1,11	1,14	1,13	1,17	1,13	1,21	1,24	1,18	1,2	1,24	1,28	1,28	1,24	1,28	1,24	1,28	1,33
0,4	1,1	1,14	1,13	1,13	1,18	1,17	1,22	1,17	1,27	1,32	1,21	1,26	1,32	1,38	1,37	1,31	1,37	1,31	1,37	1,44
0,5	1,11	1,16	1,15	1,15	1,21	1,2	1,25	1,2	1,32	1,39	1,25	1,32	1,39	1,46	1,46	1,38	1,46	1,37	1,46	1,54
0,6	1,12	1,18	1,17	1,17	1,24	1,22	1,3	1,22	1,38	1,46	1,28	1,36	1,45	1,55	1,54	1,44	1,54	1,44	1,54	1,65

При $t_{np} = 150^\circ\text{C}$																				
0,1	1,04	1,05	1,05	1,05	1,07	1,07	1,07	1,07	1,1	1,1	1,08	1,1	1,11	1,13	1,13	1,11	1,13	1,13	1,11	1,14
0,2	1,07	1,1	1,1	1,1	1,12	1,12	1,12	1,12	1,15	1,19	1,15	1,16	1,22	1,25	1,25	1,22	1,25	1,25	1,22	1,29
0,3	1,1	1,14	1,13	1,13	1,18	1,17	1,22	1,17	1,27	1,32	1,21	1,26	1,32	1,38	1,37	1,31	1,37	1,31	1,37	1,44
0,4	1,12	1,17	1,16	1,16	1,22	1,2	1,27	1,21	1,34	1,42	1,26	1,38	1,41	1,49	1,49	1,4	1,49	1,38	1,4	1,58
0,5	1,13	1,2	1,18	1,18	1,25	1,23	1,33	1,24	1,41	1,51	1,31	1,4	1,5	1,61	1,61	1,38	1,48	1,37	1,47	1,73
0,6	1,14	1,22	1,2	1,2	1,28	1,27	1,38	1,27	1,47	1,59	1,34	1,45	1,58	1,72	1,72	1,43	1,56	1,37	1,56	1,87

При $t_{\text{в}} = 150^\circ\text{C}$

α	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4
0,1	1,04	1,05	1,05	1,06	1,08	1,08	1,09	1,10	1,11	1,12	1,13	1,14	1,15	1,16
0,2	1,07	1,09	1,10	1,12	1,14	1,14	1,15	1,16	1,17	1,18	1,19	1,20	1,21	1,22
0,3	1,09	1,12	1,13	1,15	1,17	1,17	1,18	1,19	1,20	1,21	1,22	1,23	1,24	1,25
0,4	1,11	1,14	1,15	1,17	1,19	1,19	1,20	1,21	1,22	1,23	1,24	1,25	1,26	1,27
0,5	1,13	1,16	1,17	1,19	1,21	1,21	1,22	1,23	1,24	1,25	1,26	1,27	1,28	1,29
0,6	1,14	1,18	1,19	1,21	1,23	1,23	1,24	1,25	1,26	1,27	1,28	1,29	1,30	1,31

Таблица 4.10. ОТНОСИТЕЛЬНЫЙ РАСХОД СЕТЕВОЙ ВОДЫ НА ОТОПЛЕНИЕ α , ПРИ СКОРЕКТИРОВАННОМ ГРАФИКЕ В ТОЧКЕ $t_{\text{в}}$

α	$m = 0,3$					$m = 0,5$					$m = 0,6$				
	$m_{\text{в}}$					$m_{\text{в}}$					$m_{\text{в}}$				
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5

При $t_{\text{в}} = 130^\circ\text{C}$

α	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4
0,1	1,02	1,03	1,03	1,04	1,05	1,05	1,06	1,07	1,08	1,09	1,10	1,11	1,12	1,13
0,2	1,04	1,05	1,06	1,08	1,09	1,09	1,11	1,12	1,13	1,14	1,15	1,16	1,17	1,18
0,3	1,05	1,07	1,09	1,11	1,13	1,13	1,15	1,17	1,19	1,20	1,21	1,22	1,23	1,24
0,4	1,06	1,09	1,12	1,14	1,17	1,17	1,20	1,22	1,24	1,26	1,27	1,28	1,29	1,30
0,5	1,08	1,11	1,14	1,18	1,21	1,21	1,24	1,27	1,30	1,32	1,34	1,35	1,36	1,37
0,6	1,09	1,13	1,16	1,22	1,25	1,25	1,28	1,32	1,35	1,38	1,40	1,42	1,44	1,46

При $t_{\text{в}} = 150^\circ\text{C}$

α	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4
0,1	1,03	1,04	1,05	1,06	1,07	1,08	1,09	1,10	1,11	1,12	1,13	1,14	1,15	1,16
0,2	1,05	1,07	1,09	1,12	1,14	1,15	1,16	1,17	1,18	1,19	1,20	1,21	1,22	1,23
0,3	1,07	1,11	1,13	1,17	1,20	1,20	1,23	1,26	1,28	1,30	1,32	1,34	1,36	1,38
0,4	1,09	1,13	1,16	1,21	1,25	1,25	1,29	1,33	1,36	1,39	1,42	1,45	1,48	1,51
0,5	1,11	1,15	1,19	1,25	1,30	1,30	1,35	1,40	1,44	1,48	1,52	1,56	1,60	1,64
0,6	1,12	1,17	1,22	1,29	1,34	1,34	1,40	1,46	1,51	1,56	1,61	1,66	1,71	1,76

Таблица 4.11. ТЕМПЕРАТУРА НАРУЖНОГО ВОЗДУХА $t_{\text{вн}}$, СООТВЕТСТВУЮЩАЯ $t_{\text{в}} = 80^\circ\text{C}$ (ПРИ $t_{\text{вн}} = 130^\circ\text{C}$) И $t_{\text{в}} = 90^\circ\text{C}$ (ПРИ $t_{\text{вн}} = 150^\circ\text{C}$) ПО ОТОПИТЕЛЬНОМУ ГРАФИКУ

$t_{\text{вн}}, ^\circ\text{C}$	$t_{\text{вн}}, ^\circ\text{C}$	$t_{\text{вн}}, ^\circ\text{C}$	$t_{\text{вн}}, ^\circ\text{C}$	$t_{\text{вн}}, ^\circ\text{C}$	$t_{\text{вн}}, ^\circ\text{C}$	$t_{\text{вн}}, ^\circ\text{C}$	$t_{\text{вн}}, ^\circ\text{C}$	$t_{\text{вн}}, ^\circ\text{C}$	$t_{\text{вн}}, ^\circ\text{C}$	$t_{\text{вн}}, ^\circ\text{C}$	$t_{\text{вн}}, ^\circ\text{C}$	$t_{\text{вн}}, ^\circ\text{C}$	$t_{\text{вн}}, ^\circ\text{C}$	$t_{\text{вн}}, ^\circ\text{C}$	$t_{\text{вн}}, ^\circ\text{C}$
5	6,3	12	2,8	19	-0,8	-25	-32	-7,4	39	-11					
6	5,8	13	2,2	20	-4,4	-26	-33	-7,9	-40	13,5					
7	5,3	14	1,7	21	-4,8	-27	-34	8,4	41	-12					
8	4,8	15	1,2	22	-5,4	-28	-35	9	-42	-12,5					
9	4,3	16	0,7	23	-5,9	-29	-36	-9,4	-43	13					
10	3,8	17	0,2	24	-6,4	-30	-37	-10	44	-13,5					
11	3,3	18	0,3		-7	-31	-38	-10,4							

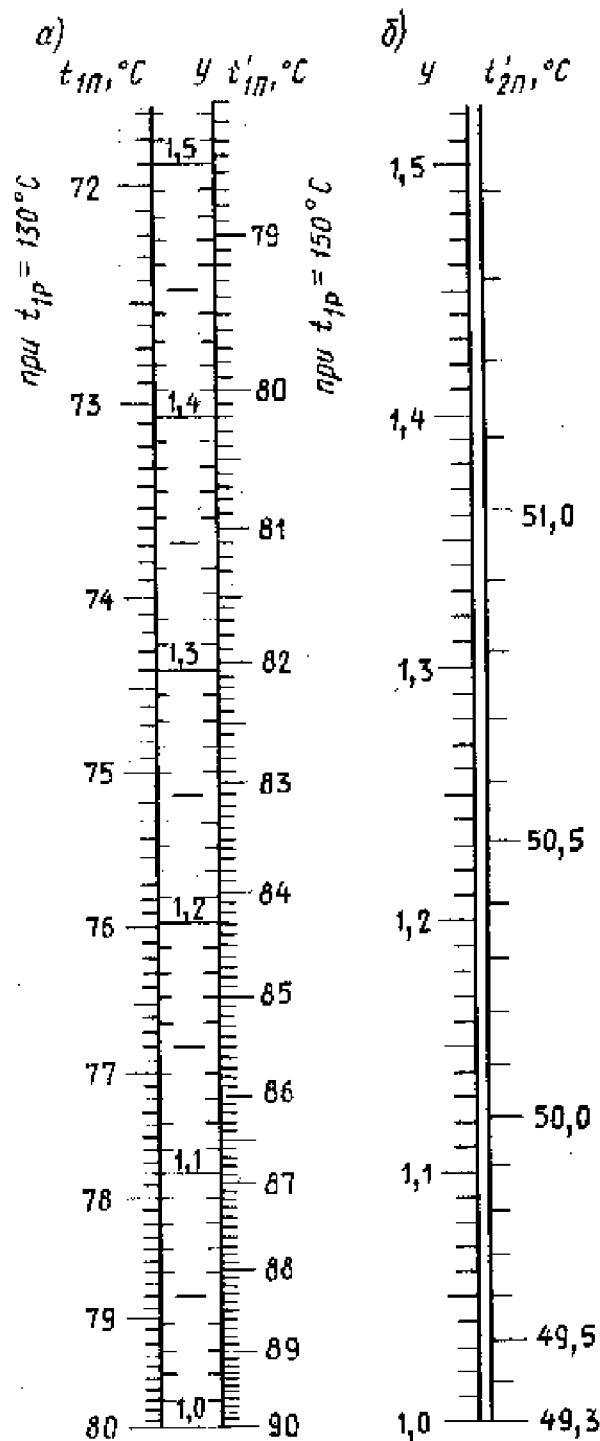


Рис. 4.18. Номограмма для определения температуры воды при скорректированном графике в точке $t_{н.к}$
 а — в подающем трубопроводе, $t_{1п}$; б — в обратном трубопроводе, $t_{2п}$

температуру обратной воды находят по графику, показанному на рис. 4.19 при $y=1$.

Для тепловой сети, рассчитанной на отопительно-вентиляционную нагрузку без учета расхода сетевой воды на горячее водоснабжение, скорректированный график строят по характерным точкам, определяемым по номограммам, показанным на рис. 4.19—4.23. Относительный

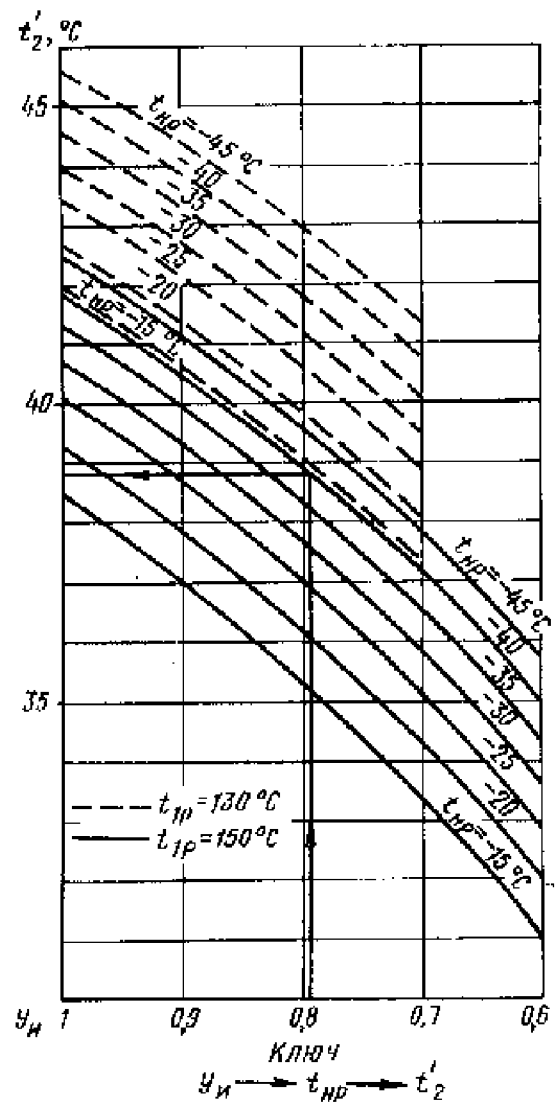


Рис. 4.19. Номограмма для определения температуры обратной воды при скорректированном графике в точке $t_{н.к}$ в точке $t_{н.к} = +10$ °C

расход сетевой воды для системы отопления и температуру воды по скорректированному графику при расчетной температуре наружного воздуха определяют по графикам, показанным на рис. 4.20. Эти величины находят в зависимости от значений α для характерных потребителей и показателей гидравлической устойчивости ω_0 . Величины y и t'_1 при скорректированном графике в точке $t'_{н.к}$ (где $t_2 = t_c$) находят по графикам и номограммам, показанным на рис. 4.21.

Точку пересечения отопительного и скорректированного графиков температур $t_{н.п}$ определяют по графикам и номограммам, приведенным на рис. 4.22. Точку излома скорректированного графика $t'_{н.к}$ (где $t_{1п} = t_c$), температуру обратной воды при $t'_{н.к}$ и относительный расход сетевой воды на системы отопления y_n находят по данным рис. 4.23. По относительному расходу сетевой воды с помощью графика (см.

Рис. 4.20. Номограмма для определения температур воды в подающем и обратном трубопроводах по скорректированному графику в точке t_{1p}

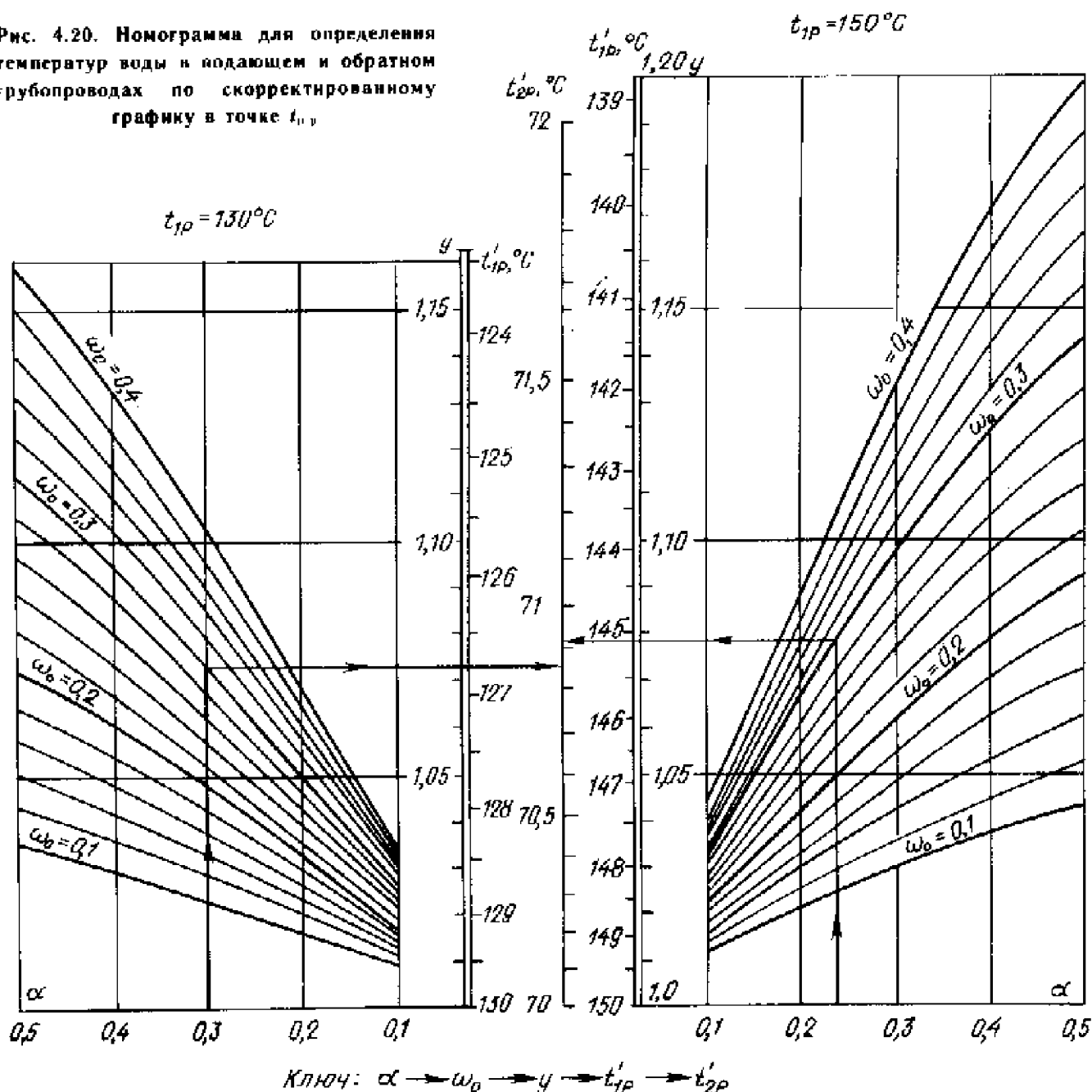


рис. 4.19) определяют температуру обратной воды при $t_c = 10^\circ\text{C}$.

График средневзвешенной температуры обратной воды строят по графикам температур обратной воды для отдельных видов нагрузок при заданной температуре воды в подающем трубопроводе. Так, например, при параллельной схеме включения подогревателей горячего водоснабжения и при наличии отопительно-вентиляционной нагрузки средневзвешенную температуру обратной воды определяют по формуле:

$$t_b = (G_v t_{b2} + G_v t_{b3} + G_v t_{b4}) / (G_v + G_v + G_v),$$

где G_v — расход воды на вентиляцию, т/ч; t_{b2} — температура обратной воды от системы вентиляции, $^\circ\text{C}$.

Температурный режим тепловых пунктов в летний период. Задачей расчета летнего температурного режима тепловых пунктов является

определение температуры воды за подогревательной установкой при средней нагрузке горячего водоснабжения, которую определяют по формуле:

$$t_{1p} = t_{1л} - 10^4 / g_{1л}^{\text{н}},$$

где $t_{1л}$ — температура воды в подающей линии тепловой сети в летний период; $g_{1л}^{\text{н}}$ — удельный расход сетевой воды на 1 Гкал средней летней нагрузки горячего водоснабжения.

Удельный расход $g_{1л}^{\text{н}}$ и температуру $t_{1л}$ определяют по графикам и номограммам, показанным на рис. 4.24 и 4.25 для смешанной и последовательной схем включения подогревателей при температуре воды в подающей линии $t_{1л} = 70$ и 80°C . Температуру обратной воды при параллельной схеме включения подогревателей в летний период при средней нагрузке горячего водоснабжения и $t_{1л} = 70^\circ\text{C}$ находят по номограмме (см. рис. 4.13).

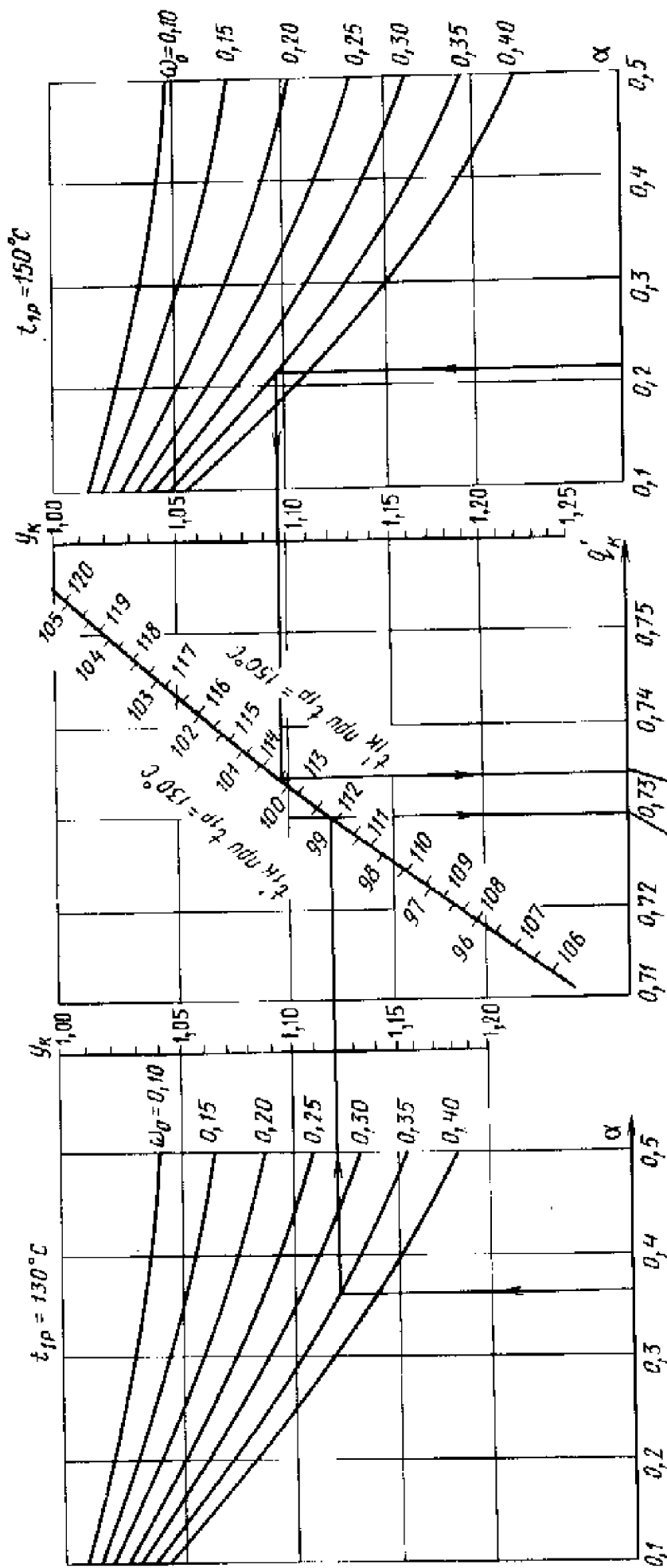
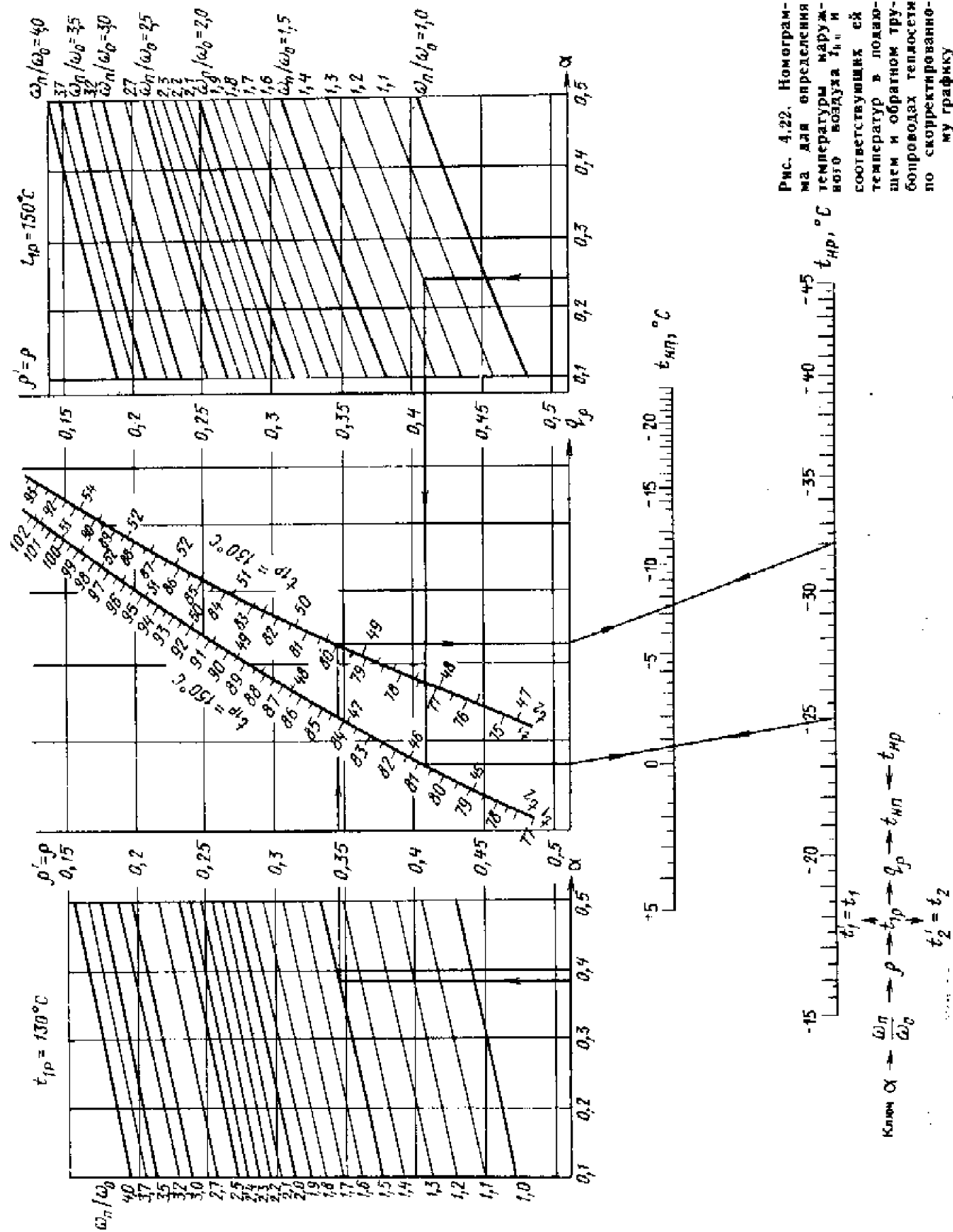
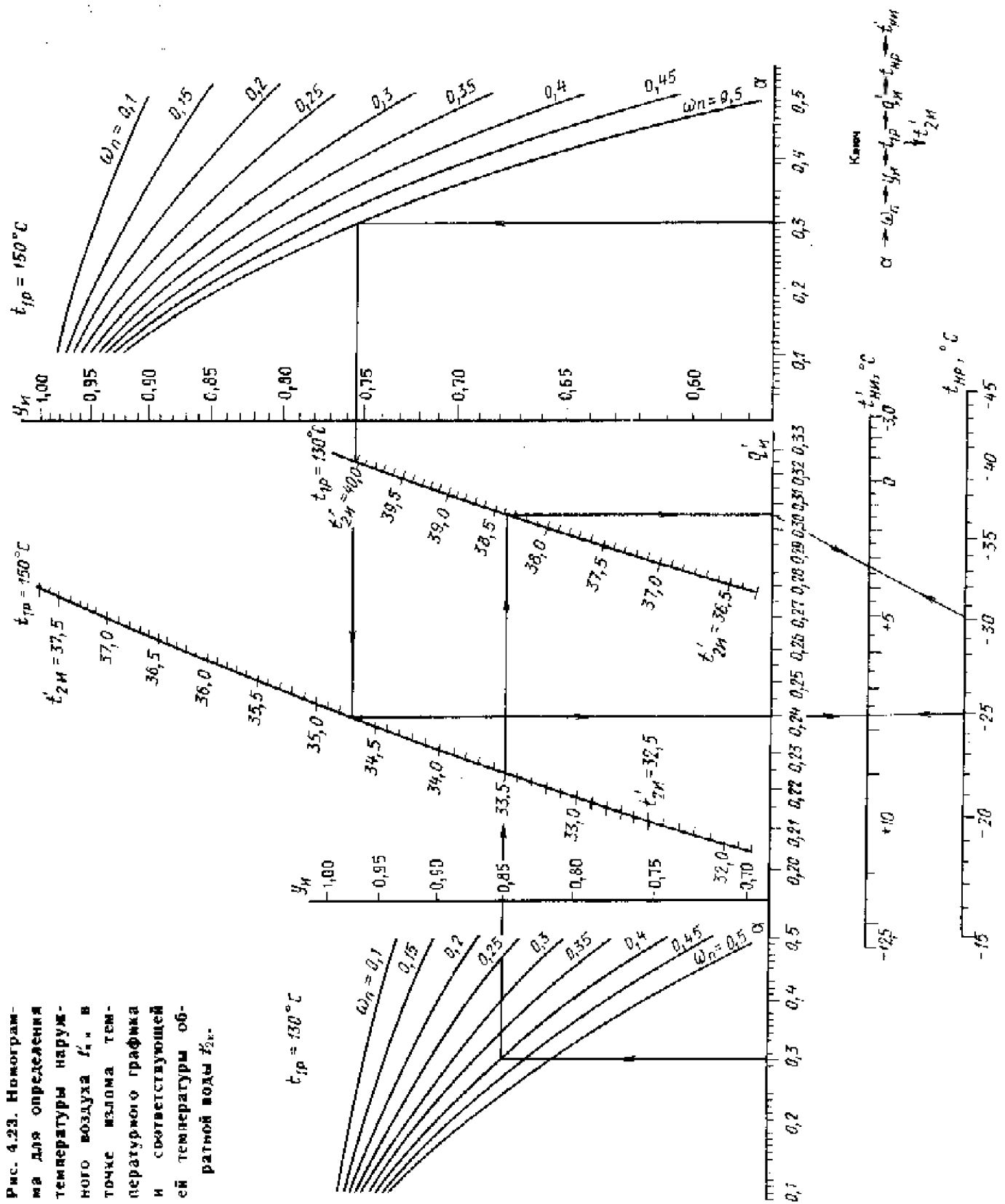


Рис. 4.2.1. Номограмма для определения температуры наружного воздуха t'_{HK} и соответствующей ей температуры воды в подающем трубопроводе t_{HP} при скорректированном графике





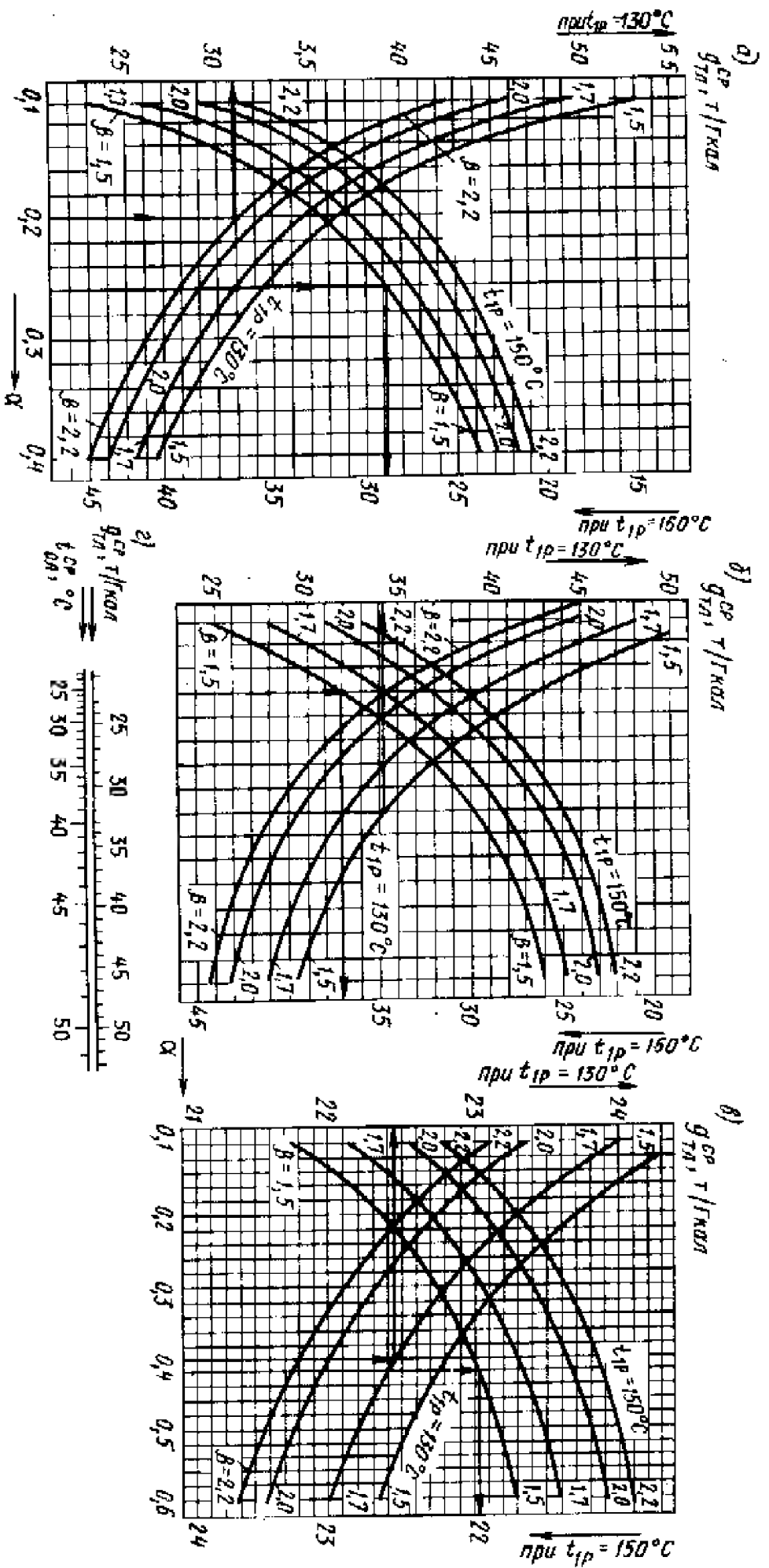


Рис. 4.24. Графики для определения удельного расхода сетевой воды на 1 Гкал/ч средней летней нагрузки горячего водоснабжения и температуры обратной воды, поступающей из подогревателей при $t_{гр} = 70^\circ C$

а — для последовательной схемы при повышенном графике; б — для последовательной схемы при отопительном графике; в — для смешанной схемы при отопительном графике; г — температура $t_{об}$ в зависимости от $q_{гр}$

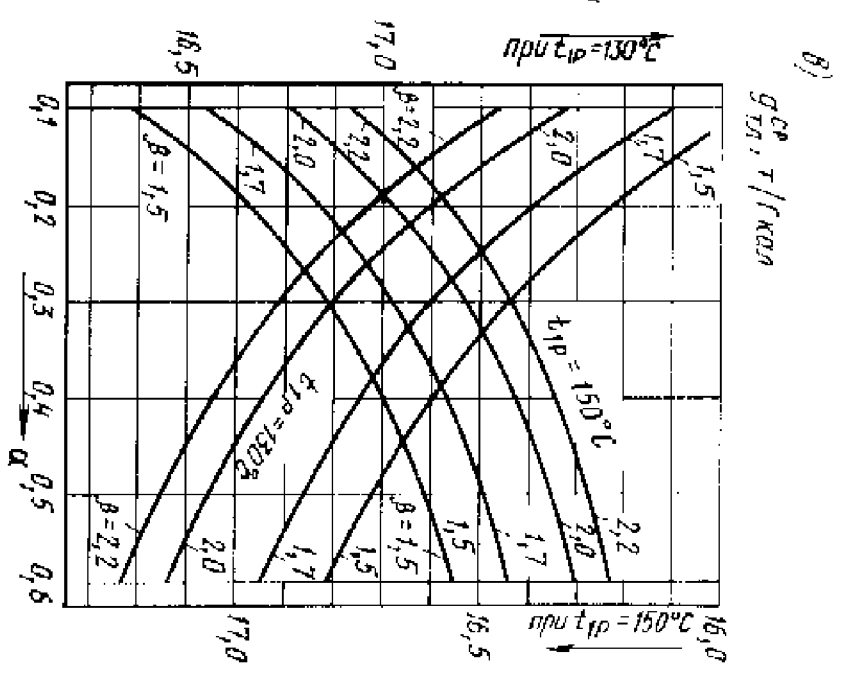
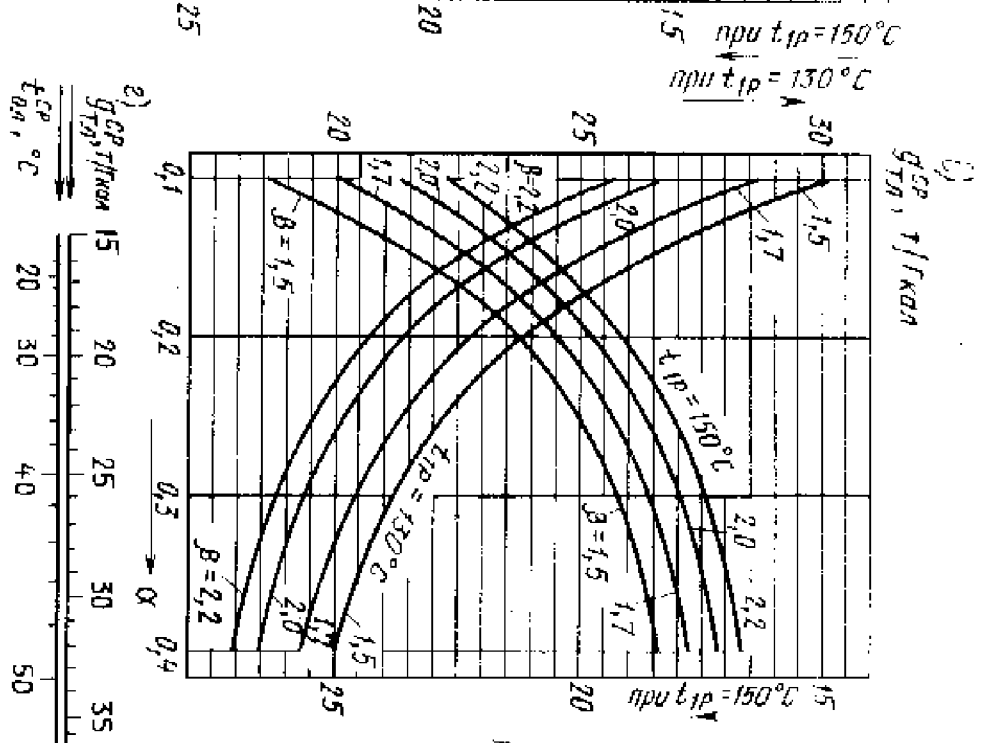
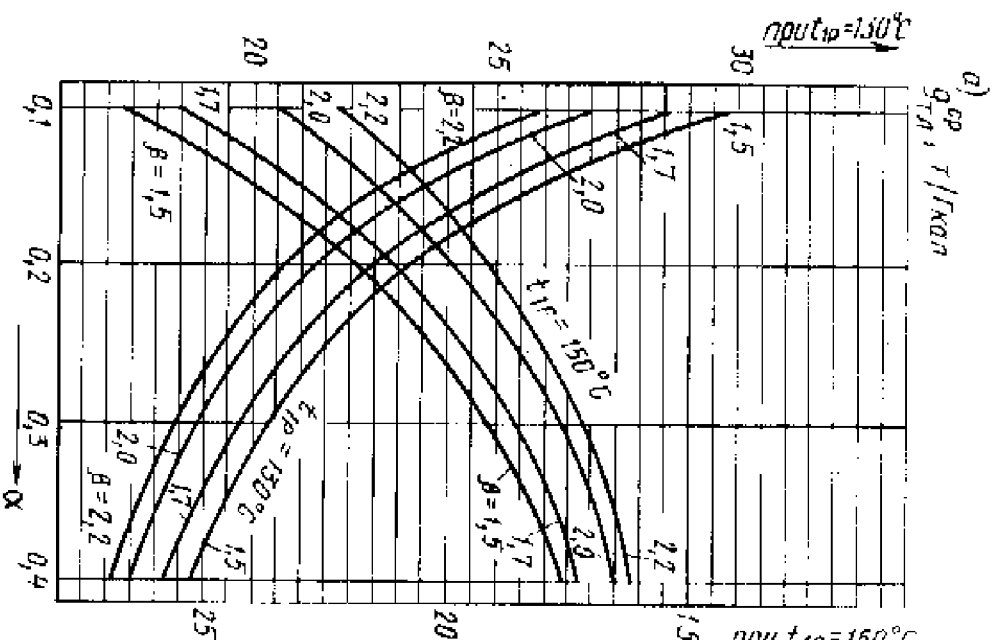


Рис. 4.25. Графики для определения удельного расхода сетевой воды на 1 Гкад/ч средней летней нагрузки горючего водоснабжения и температуры обратной воды, поступающей из подогревателей при $t_{\text{пл}} = 80^\circ\text{C}$

а) для исследовательской схемы при повышенном графике; б) — для исследовательской схемы при отопительном графике; в) для смешанной схемы при отопительном графике; г) температура $t_{\text{от}}$ в зависимости от $q_{\text{от}}$

4.5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ РАСХОДОВ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

Расчетные расходы теплоносителя в местных системах и в тепловой сети определяют по соответствующей расчетной тепловой нагрузке и температурным параметрам системы теплопотребления.

Расход воды на отопление и вентиляцию. Расчетные расходы воды на отопление и калориферы приточно-вентиляционных установок, запроектированных на расчетную температуру наружного воздуха для отопления, рассчитывают по формуле:

$$G_{\text{ккал}} = 1,16 \cdot \text{МВт}$$

$$G_{\text{с}}^p = \frac{Q_{\text{от(в)}}^p}{t_{1\text{п}} - t_{2\text{п}}} 10^3,$$

где $Q_{\text{от(в)}}^p$ — расчетная тепловая нагрузка на отопление или вентиляцию, Гкал/ч; $t_{1\text{п}}$ и $t_{2\text{п}}$ — расчетная температура воды соответственно в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, °C.

Для приточно-вентиляционных установок, запроектированных на расчетную наружную температуру для вентиляции, расчетный расход воды определяют по формуле:

$$G_{\text{в}}^p = \frac{Q_{\text{в}}^p}{t_{1\text{в}} - t_{2\text{в}}} 10^3,$$

где $Q_{\text{в}}^p$ — расчетная тепловая нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч; $t_{1\text{в}}$ и $t_{2\text{в}}$ — температура воды соответственно в подающем и обратном трубопроводах сети по принятому графику при температуре наружного воздуха, равной расчетной для проектирования вентиляции, °C.

Расчетный расход воды в системе отопления, присоединенной к тепловой сети посредством подмешивающего устройства элеватора или насоса, находят по формуле:

$$G_{\text{с}}^p = \frac{Q_{\text{от}}^p}{t_{1\text{п}} - t_{2\text{п}}} 10^3,$$

где $t_{1\text{п}}$ — расчетная температура воды на входе в систему отопления, °C.

Расчетные расходы воды из тепловой сети $G_{\text{с}}^p$ и по системе отопления $G_{\text{от}}^p$ связаны между собой через коэффициент смешения:

$$G_{\text{от}}^p = G_{\text{с}}^p (1 + \mu_p),$$

где μ_p — расчетный коэффициент смешения, равный отношению расчетного расхода подмешиваемой воды к расчетному расходу сетевой воды.

Расчетный коэффициент смешения при заданных расчетных температурах сетевой воды до подмешивающего устройства $t_{1\text{п}}$, на входе в систему отопления $t_{2\text{п}}$ и после нее $t_{2\text{с}}$ вычисляют по формуле:

$$\mu_p = (t_{1\text{п}} - t_{2\text{с}}) / (t_{2\text{п}} - t_{2\text{с}}).$$

При присоединении местных систем отопления и вентиляции по независимой схеме через водонагреватель расчетную температуру воды в обратном трубопроводе тепловой сети после водонагревателя принимают на 10 °C выше расчетной температуры воды в обратном трубопроводе, идущем от систем отопления и вентиляции.

Расчетный расход сетевой воды на отопление и вентиляцию, запроектированную на $t_{\text{н.р}}$, может быть определен также исходя из удельных расходов теплоносителя на 1 Гкал/ч расчетного теплового потребления, зависящих только от расчетных температур теплоносителя:

$$G_{\text{с}}^p = g_{\text{с}}^p Q_{\text{от(в)}}^p,$$

где $g_{\text{с}}^p$ — расчетный удельный расход воды на 1 Гкал/ч тепловой нагрузки системы отопления (вентиляции) или теплопотребляющего прибора.

В табл. 4.12 приведены значения $g_{\text{с}}^p$ в зависимости от расчетного перепада температур воды в тепловых сетях или местных системах.

Расход сетевой воды на горячее водоснабжение. Расчетные расходы сетевой воды на горячее водоснабжение, учитываемое при гидравлическом расчете тепловых сетей, определяют в зависимости от наличия на тепловых пунктах автоматических регуляторов расхода воды на отопление.

Часовой расход воды при параллельной схеме включения подогревателей горячего водоснабжения. При установке на тепловых пунктах регуляторов постоянства расхода воды на отопление и температуры воды на горячее водоснабжение расчетный расход сетевой воды на горячее водоснабжение определяют в точке излома температурного графика по максимальной нагрузке горячего водоснабжения:

$$G_{\text{с}}^p = \frac{Q_{\text{г}}^{\text{макс}}}{t_{1\text{н}} - t_{\text{гн}}} 10^3,$$

где $t_{1\text{н}}$ — температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети в точке излома температурного графика, °C; $t_{\text{гн}}$ — температура сетевой воды после подогревателя в точке излома графика, °C; в проектах $t_{\text{гн}}$ обычно принимается в пределах 20–40 °C, при отсутствии проектных данных можно принимать $t_{\text{гн}} = 30$ °C; $Q_{\text{г}}^{\text{макс}}$ — величина максимальной нагрузки горячего водоснабжения, определяемая по среднечасовой нагрузке с коэффициентом часовой неравномерности β , для района теплоснабжения $\beta = 1,7 \dots 2,2$;

$$Q_{\text{г}}^{\text{макс}} = \beta Q_{\text{г}}^{\text{ср}}.$$

При оборудовании тепловых пунктов только регуляторами постоянства температуры горячей

Таблица 4.12. УДЕЛЬНЫЕ РАСХОДЫ СЕТЕВОЙ ВОДЫ НА ОТОПЛЕНИЕ

Расчетный перепад температур (по графику) $t_{1n} - t_{2n}, ^\circ\text{C}$	Удельный расход воды $g^0, \text{т/Гкал}$	Расчетный перепад температур (по графику) $t_r - t_{2n}, ^\circ\text{C}$	Удельный расход воды $g^0, \text{т/Гкал}$
150—70=80	12,5	130—80=50	20
150—80=70	14,3	105—70=35	28,6
140—70=70	14,3	95—70=25	40
130—70=60	16,7		

воды расчетный расход сетевой воды на горячее водоснабжение определяют в точке излома температурного графика по балансовой нагрузке горячего водоснабжения:

$$G_r^0 = \frac{Q_r^0}{t_{1n} - t_{2n}} 10^3,$$

где Q_r^0 — балансовый часовой расход тепла на горячее водоснабжение, Гкал/ч, при котором обеспечивается суточный баланс теплоты на отопление, несмотря на неравномерность суточного графика горячего водоснабжения. Балансовый расход теплоты несколько превышает среднюю нагрузку горячего водоснабжения и равен для параллельной схемы 1,15 $Q_{\text{ср}}^0$.

Расчетный расход сетевой воды по тепловой сети и на тепловой пункт при параллельной схеме включения водоподогревателей складывается из расчетного расхода ее на отопление и на горячее водоснабжение.

Часовой расход воды при смешанной схеме включения подогревателей горячего водоснабжения. При наличии на тепловых пунктах автоматических регуляторов, поддерживающих постоянный расход воды на отопление и постоянную температуру воды для горячего водоснабжения, расчетный расход сетевой воды на горячее водоснабжение определяют в точке излома температурного графика по максимальной нагрузке горячего водоснабжения:

$$G_r^0 = \frac{(t_r - t_{2n} + \delta_n) Q_r^{\text{макс}}}{(t_r - t_x)(t_{1n} - t_{2n})} 10^3,$$

где t_{2n} — температура обратной воды, поступающей из систем отопления в точку излома температурного графика, $^\circ\text{C}$; t_r — температура горячей воды в системах горячего водоснабжения, $^\circ\text{C}$; t_x — температура водопроводной воды, $^\circ\text{C}$; δ_n — величина недогрева водопроводной воды до температуры обратной воды, поступающей из систем отопления, в 1 ступени водонагревательной установки, $^\circ\text{C}$ (для автоматизированного теплового пункта $\delta_n = 10^\circ\text{C}$).

При отсутствии на тепловых пунктах регуляторов постоянства расхода воды на отопление, но при установке регуляторов температуры горячей воды расчетный расход сетевой воды на горячее водоснабжение определяют в точке

излома температурного графика по балансовой нагрузке горячего водоснабжения:

$$G_r^0 = \frac{(t_r - t_{2n} + \delta_n) Q_r^0}{(t_r - t_x)(t_{1n} - t_{2n})} 10^3.$$

Балансовая нагрузка горячего водоснабжения при смешанной схеме $Q_r^0 = 1,1 Q_{\text{ср}}^0$. В отличие от полностью автоматизированного теплового пункта величину δ_n в этом случае следует принимать 5°C . Расчетный расход сетевой воды в тепловой сети и на тепловом пункте при смешанной схеме включения водоподогревателей горячего водоснабжения равен сумме расчетного расхода ее на отопление и на горячее водоснабжение.

Часовой расход воды при последовательной схеме включения подогревателей горячего водоснабжения. При наличии на тепловых пунктах автоматических регуляторов, поддерживающих постоянный расход сетевой воды и постоянную температуру воды для горячего водоснабжения, расчетный расход сетевой воды на горячее водоснабжение определяют в точке излома температурного графика по балансовой нагрузке горячего водоснабжения:

при отопительном температурном графике регулирования

$$G_r^0 = \frac{(t_r - t_{2n} + \delta_n) Q_r^0}{(t_r - t_x)(t_{1n} - t_{2n})} 10^3,$$

при повышенном температурном графике (регулирование по суммарной нагрузке отопления и горячего водоснабжения) величина $G_r^0 = 0$. Величину δ_n обычно принимают равной 5° ; при $t_r = 150^\circ$ принимают $t_{2n} = 41,7^\circ\text{C}$; при $t_r = 130^\circ\text{C}$ — $t_{2n} = 44,8^\circ\text{C}$. Балансовая нагрузка горячего водоснабжения при последовательной схеме $Q_r^0 = 1,25 Q_{\text{ср}}^0$.

При установке на тепловых пунктах большинства потребителей (80—90 % тепловой нагрузки) автоматических регуляторов постоянства расхода прямого действия расчетный суммарный расход сетевой воды по тепловой сети и на тепловой пункт следует определять с коэф-

Таблица 4.13. УДЕЛЬНЫЕ РАСХОДЫ СЕТОВОЙ ВОДЫ НА ГОРЯЧЕЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ В ЗАКРЫТОЙ СИСТЕМЕ g^p , т/ГКАЛ, СРЕДНЕЧАСОВОЙ НАГРУЗКИ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Вид регулятора	Параллельная схема		Сменная схема			Последовательная схема при качественном графике		
	балансовый коэффициент	при различных значениях t_{rp}	балансовый коэффициент	$t_p = 130^\circ\text{C}$	$t_p = 150^\circ\text{C}$	балансовый коэффициент	$t_p = 130^\circ\text{C}$	$t_p = 150^\circ\text{C}$
Регулятор расхода и температуры	—	25	—	18,2 β	18,2 β	1,25	18,1	18,7
Регулятор температуры	1,15	28,8	1,1	16	16,5	—	—	—

Примечания: 1. При гидравлическом расчете тепловой сети или расчете тепловых пунктов принимают соответствующие коэффициенты часовой неравномерности. 2. Для последовательной схемы включения подогревателей при установке у большинства потребителей регуляторов расходов прямого действия расхода теплоносителя по тепловой сети принимают с коэффициентом 1,1. 3. Величины удельных расходов сетевой воды на горячее водоснабжение соответствуют значениям температур воды, приведенным для различных схем в настоящем разделе.

фициентом 1,1 как при отопительном, так и при повышенном графике температур. Для потребителей с отношением α , отличным от α_d , принятого для построения повышенного температурного графика, расчетный расход сетевой воды на горячее водоснабжение (добавку к расходу воды на отопление) можно определить с помощью номограммы рис. 4.26, в которой учтена неравномерность регуляторов постоянства расхода прямого действия. Расчетный расход воды по тепловой сети на тепловой пункт при последовательной схеме складывается из расчетного расхода ее на отопление и на горячее водоснабжение.

Расходы сетевой воды на горячее водоснабжение в закрытой системе теплоснабжения удобно определять исходя из удельных расходов теплоносителя на 1 Гкал/ч средней нагрузки горячего водоснабжения:

$$G_r^p = g^p Q_r^p,$$

где g^p — удельный расход сетевой воды на горячее водоснабжение, т/Гкал, зависящий только от температур нагреваемой и сетевой воды в точке излома температурного графика.

Удельные расходы сетевой воды на горячее водоснабжение в закрытой системе теплоснабжения приведены в табл. 4.13.

Чисовой расход воды при непосредственном водоразборе из тепловой сети. Для тепловых пунктов, оборудованных регуляторами температуры воды на горячее водоснабжение, при отсутствии регуляторов постоянства расхода расчетный расход воды на горячее водоснабжение определяют в зависимости от соотношения среднесуточного теплопотребления системами

горячего водоснабжения Q_r^p и расчетного теплопотребления отопительных систем $Q_{от}^p$.

При величине $\alpha = \frac{Q_r^p}{Q_{от}^p} < 0,1$ расход воды на горячее водоснабжение при гидравлическом расчете не учитывают и поправку на температурный график не вводят. При значении коэффициента $0,1 < \alpha < 0,2-0,3$ расход воды на горячее водоснабжение при гидравлическом расчете также не учитывают, но температурный график корректируют в соответствии с величиной α . При значении $\alpha > 0,2-0,3$ расчетные расходы сетевой воды по подающей и обратной линиям тепловой сети равны:

$$G_{под}^p = G_{от}^p + G_r^p;$$

$$G_{обр}^p = G_{от}^p,$$

где $G_{от}^p$ — расчетный расход сетевой воды на отопление и вентиляцию, т/ч; G_r^p — расход сетевой воды при среднем тепловом потреблении систем горячего водоснабжения, т/ч:

$$G_r^p = \frac{Q_r^p}{t_r - t_c} 10^3, \quad (4.14)$$

где t_r — температура горячей воды в системах горячего водоснабжения с непосредственным водоразбором, равная обычно 60°C ; t_c — температура водопроводной воды, принимаемая 5°C .

Расход сетевой воды на горячее водоснабжение находят по удельным расходам сетевой воды на 1 Гкал тепловой нагрузки.

$$G_r^p = g^p Q_r^p,$$

где $g^p = 18,2$ т/Гкал (при $t_r = 60^\circ\text{C}$ и $t_c = 5^\circ\text{C}$).

При значении $\alpha > 0,2-0,3$ и при подключении к одной магистрали не менее половины тепловых пунктов с непосредственным водоразбором, выполненных по схеме рис. 3.21, расход сетевой воды на горячее водоснабжение не учи-

$$\text{пр. 5} \rightarrow 9.81 \text{ Па} = \frac{\text{кгс}}{\text{м}^2} = \text{мм ВС}$$

тывают, а при подключении 100 % тепловых пунктов с указанной схемой расчетные расходы сетевой воды по этой магистрали принимают равными:

$$G_{\text{под}}^{\text{р}} = G_{\text{от}}^{\text{р}};$$

$$G_{\text{отр}}^{\text{р}} = G_{\text{от}}^{\text{р}} - G_{\text{отр}}^{\text{сп}}.$$

Во всех случаях температурный график корректируют в соответствии с величиной α согласно указанию по построению скорректированных температурных графиков для открытых систем теплоснабжения.

Расход сетевой воды на горячее водоснабжение в летний период. В закрытой системе теплоснабжения расход сетевой воды на горячее водоснабжение в летний период для всех схем подогревателей определяют по формуле

$$G_{\text{отр}}^{\text{сп}} = \frac{0,8 Q_{\text{отр}}^{\text{сп}} (t_{\text{г}} - t_{\text{х.л}}) 10^3}{(t_{\text{г}} - t_{\text{х}})(t_{\text{от.л}} - t_{\text{от.д}})},$$

где $t_{\text{от.л}}$ — температура воды в подающей линии в летний период, °C; $t_{\text{от.д}}$ — температура воды за подогревателем горячего водоснабжения, °C; $t_{\text{х.л}}$ — температура водопроводной воды в летний период, °C.

При непосредственном водоразборе расход воды на горячее водоснабжение в летний период вычисляют по формуле (4.14) с коэффициентом 0,8.

4.6. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

При гидравлическом расчете тепловых сетей определяют потери давления на участках трубопроводов для последующей разработки гидравлического режима и выявления располагаемых напоров на тепловых пунктах потребителей. При гидравлическом расчете трубопроводов определяют суммарный расчетный расход сетевой воды, складывающийся из расчетных расходов на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение. Перед гидравлическим расчетом составляют расчетную схему тепловой сети с нанесением на ней длин и диаметров трубопроводов, местных сопротивлений и расчетных расходов теплоносителя по всем участкам сети.

Потери давления на участке трубопровода складываются из линейных потерь (на трение) и потерь в местных сопротивлениях:

$$\Delta p = \Delta p_{\text{тр}} + \Delta p_{\text{м}}.$$

Линейные потери давления пропорциональны длине труб и равны:

$$\Delta p_{\text{тр}} = Rl,$$

где l — длина трубопровода, м; R — удельные потери давления на трение, кгс/м² [мм ВС/м].

$$R = \lambda \frac{v^2 \gamma}{2g D_{\text{в}}} = 0,00638 G^2 / D_{\text{в}}^5 \gamma, \quad [\text{мм}]$$

где λ — коэффициент гидравлического трения; v — скорость теплоносителя, м/с; γ — плотность теплоносителя на рассчитываемом участке трубопровода, кгс/м³; g — ускорение свободного падения, м/с²; $D_{\text{в}}$ — внутренний диаметр трубы, м; G — расчетный расход теплоносителя на рассчитываемом участке, т/ч.

Потери давления в местных сопротивлениях находят по формуле

$$\Delta p_{\text{м}} = \sum \xi v^2 \gamma / 2g,$$

где $\sum \xi$ — сумма коэффициентов местных сопротивлений.

Потери давления на участке трубопровода определяют также по формуле

$$\Delta p = R l_{\text{пр}};$$

$$l_{\text{пр}} = l + l_{\text{экв}},$$

где $l_{\text{пр}}$ — приведенная длина трубопровода, м; $l_{\text{экв}}$ — эквивалентная длина местных сопротивлений, определяемая по формуле

$$l_{\text{экв}} = \sum \xi D_{\text{в}} / \lambda.$$

Коэффициент гидравлического трения λ зависит от характера движения жидкости (ламинарное или турбулентное).

Тепловые сети, как правило, работают при турбулентном режиме движения теплоносителя в квадратичной области, поэтому коэффициент гидравлического трения определяется формулой Прандтля-Никурадзе

$$\lambda = \frac{1}{(1,14 + 21g \frac{D_{\text{в}}}{K_{\text{экв}}})^2},$$

где $K_{\text{экв}}$ — эквивалентная шероховатость трубы, принимаемая для вновь прокладываемых труб водяных тепловых сетей $K_{\text{экв}} = 0,5$ мм.

Величину эквивалентной шероховатости труб действующих тепловых сетей определяют при гидравлических испытаниях. При значениях эквивалентной шероховатости трубопроводов, отличных от $K_{\text{экв}} = 0,5$ мм, на величину удельных потерь давления вводится поправочный коэффициент β . В этом случае

$$\Delta p = \beta R l + \Delta p_{\text{м}}$$

или

$$\Delta p = R(\beta l + l_{\text{экв}}).$$

Значения поправочных коэффициентов β в зависимости от величины $K_{\text{экв}}$ приведены в табл. 4.14. Величина эквивалентной шероховатости, определенная при гидравлическом испы-

Таблица 4.14. ПОПРАВочНЫЕ КОЭФФИЦИЕНТЫ β К ВЕЛИЧИНЕ
УДЕЛЬНЫХ ПОТЕРЬ ДАВЛЕНИЯ

Условный диаметр трубо- провода, мм	Внутренний диаметр трубо- провода, мм	Эквивалентная шероховатость, мк						
		0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1
25	27	1,00	1,07	1,14	1,20	1,26	1,32	1,38
32	32	1,00	1,07	1,14	1,20	1,26	1,31	1,37
40	39	1,00	1,07	1,13	1,19	1,24	1,30	1,35
50	50	1,00	1,06	1,12	1,18	1,23	1,28	1,33
70	69	1,00	1,06	1,12	1,17	1,22	1,27	1,31
80	81	1,00	1,06	1,11	1,16	1,21	1,26	1,30
100	100	1,00	1,06	1,11	1,16	1,20	1,25	1,29
125	125	1,00	1,06	1,11	1,15	1,20	1,24	1,28
150	150	1,00	1,05	1,10	1,15	1,19	1,23	1,27
175	182	1,00	1,05	1,10	1,14	1,19	1,22	1,26
200	203	1,00	1,05	1,10	1,14	1,18	1,22	1,26
250	255	1,00	1,05	1,10	1,14	1,18	1,21	1,25
300	305	1,00	1,05	1,09	1,13	1,17	1,21	1,24
350	357	1,00	1,05	1,09	1,13	1,17	1,20	1,23
400	408	1,00	1,05	1,09	1,13	1,16	1,20	1,23
450	460	1,00	1,05	1,09	1,13	1,16	1,19	1,23
500	511	1,00	1,05	1,09	1,12	1,16	1,19	1,22
600	610	1,00	1,04	1,08	1,12	1,16	1,19	1,22
700	698	1,00	1,04	1,08	1,12	1,15	1,18	1,21
800	796	1,00	1,04	1,08	1,12	1,15	1,18	1,21
900	894	1,00	1,04	1,08	1,12	1,15	1,18	1,21
1000	992	1,00	1,04	1,08	1,11	1,15	1,18	1,20
1200	1196	1,00	1,04	1,08	1,11	1,14	1,17	1,20
1400	1392	1,00	1,04	1,08	1,11	1,14	1,17	1,20

Продолжение табл. 4.14

Условный диаметр трубо- провода, мм	Внутренний диаметр трубо- провода, мм	Эквивалентная шероховатость, мк						
		1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8
25	27	1,43	1,49	1,54	1,59	1,64	1,69	1,74
32	32	1,42	1,47	1,52	1,57	1,61	1,66	1,70
40	39	1,40	1,45	1,49	1,54	1,58	1,63	1,67
50	50	1,38	1,42	1,47	1,51	1,55	1,59	1,63
70	69	1,35	1,39	1,43	1,47	1,51	1,55	1,58
80	81	1,31	1,38	1,42	1,46	1,49	1,53	1,56
100	100	1,33	1,37	1,40	1,44	1,47	1,51	1,54
125	125	1,32	1,35	1,39	1,42	1,45	1,48	1,51
150	150	1,31	1,34	1,37	1,41	1,44	1,47	1,50
175	182	1,30	1,33	1,36	1,39	1,42	1,45	1,48
200	203	1,29	1,32	1,35	1,38	1,41	1,44	1,47
250	255	1,26	1,31	1,34	1,37	1,40	1,42	1,45
300	305	1,27	1,30	1,33	1,36	1,39	1,41	1,44
350	357	1,27	1,29	1,32	1,35	1,38	1,40	1,43
400	408	1,26	1,29	1,32	1,34	1,37	1,39	1,42
450	460	1,26	1,28	1,31	1,34	1,36	1,39	1,41
500	511	1,25	1,28	1,31	1,33	1,36	1,38	1,40
600	610	1,25	1,27	1,30	1,32	1,35	1,37	1,39
700	698	1,24	1,27	1,29	1,32	1,34	1,36	1,38
800	796	1,24	1,26	1,29	1,31	1,33	1,35	1,38
900	894	1,23	1,26	1,28	1,31	1,33	1,35	1,37
1000	992	1,23	1,25	1,28	1,30	1,32	1,34	1,36
1200	1196	1,22	1,25	1,27	1,29	1,31	1,34	1,35
1400	1392	1,22	1,24	1,27	1,29	1,31	1,33	1,35

Продолжение табл. 4.14

Условный диаметр трубопровода, мм	Внутренний диаметр трубопровода, мм	Эквивалентная шероховатость, мм						
		1,9	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5
25	27	1,79	1,83	1,88	1,93	1,97	2,02	2,06
32	32	1,75	1,79	1,84	1,88	1,92	1,97	2,01
40	39	1,71	1,75	1,79	1,83	1,87	1,91	1,95
50	50	1,67	1,71	1,74	1,78	1,82	1,85	1,89
70	69	1,62	1,65	1,69	1,72	1,75	1,78	1,82
80	81	1,60	1,63	1,66	1,69	1,72	1,75	1,78
100	100	1,57	1,60	1,63	1,66	1,69	1,72	1,75
125	125	1,54	1,57	1,60	1,63	1,66	1,68	1,71
150	150	1,53	1,55	1,58	1,61	1,63	1,66	1,68
175	182	1,51	1,53	1,56	1,58	1,61	1,63	1,66
200	203	1,50	1,52	1,55	1,57	1,60	1,62	1,64
250	255	1,48	1,50	1,52	1,55	1,57	1,59	1,62
300	305	1,46	1,49	1,51	1,53	1,55	1,57	1,60
350	357	1,45	1,47	1,49	1,52	1,54	1,56	1,58
400	408	1,44	1,46	1,48	1,50	1,53	1,55	1,57
450	460	1,43	1,45	1,47	1,49	1,51	1,53	1,55
500	511	1,42	1,45	1,47	1,49	1,51	1,53	1,54
600	610	1,41	1,43	1,45	1,47	1,49	1,51	1,53
700	698	1,40	1,42	1,44	1,46	1,48	1,50	1,52
800	796	1,40	1,42	1,44	1,45	1,47	1,49	1,51
900	894	1,39	1,41	1,43	1,45	1,46	1,48	1,50
1000	992	1,38	1,40	1,42	1,44	1,46	1,47	1,49
1200	1196	1,37	1,39	1,41	1,43	1,44	1,46	1,48
1400	1392	1,37	1,38	1,40	1,42	1,43	1,45	1,47

Продолжение табл. 4.14

Условный диаметр трубопровода, мм	Внутренний диаметр трубопровода, мм	Эквивалентная шероховатость, мм						
		2,6	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1	3,2
25	27	2,11	2,15	2,19	2,24	2,28	2,32	2,37
32	32	2,05	2,09	2,13	2,17	2,21	2,25	2,29
40	39	1,99	2,03	2,06	2,10	2,14	2,17	2,21
50	50	1,92	1,96	1,99	2,02	2,06	2,09	2,12
70	69	1,85	1,88	1,91	1,94	1,97	2,00	2,03
80	81	1,81	1,84	1,87	1,90	1,93	1,96	1,98
100	100	1,77	1,80	1,83	1,86	1,88	1,91	1,93
125	125	1,74	1,76	1,79	1,81	1,84	1,86	1,88
150	150	1,71	1,73	1,76	1,78	1,80	1,83	1,85
175	182	1,68	1,70	1,73	1,75	1,77	1,79	1,81
200	203	1,67	1,69	1,71	1,73	1,75	1,77	1,80
250	255	1,64	1,66	1,68	1,70	1,72	1,74	1,76
300	305	1,62	1,64	1,66	1,68	1,70	1,71	1,73
350	357	1,60	1,62	1,64	1,66	1,67	1,69	1,71
400	408	1,58	1,60	1,62	1,64	1,66	1,68	1,69
450	460	1,57	1,59	1,61	1,63	1,64	1,66	1,68
500	511	1,56	1,58	1,60	1,62	1,63	1,65	1,67
600	610	1,55	1,56	1,58	1,60	1,61	1,63	1,65
700	698	1,53	1,55	1,57	1,58	1,60	1,62	1,63
800	796	1,52	1,54	1,56	1,57	1,59	1,60	1,62
900	894	1,51	1,53	1,55	1,56	1,58	1,59	1,60
1000	992	1,51	1,52	1,54	1,55	1,57	1,58	1,58
1200	1196	1,49	1,51	1,52	1,54	1,55	1,57	1,57
1400	1392	1,48	1,50	1,51	1,52	1,54	1,55	1,56

Продолжение табл. 4.14

Условный диаметр трубы провода, мм	Внутренний диаметр трубы провода, мм	Эквивалентная шероховатость, мм						
		3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9
25	27	2,41	2,45	2,50	2,54	2,58	2,62	2,67
32	32	2,33	2,37	2,41	2,45	2,49	2,53	2,56
40	39	2,25	2,28	2,32	2,35	2,39	2,42	2,46
50	50	2,16	2,19	2,22	2,25	2,28	2,31	2,35
70	69	2,06	2,08	2,11	2,14	2,17	2,20	2,22
80	81	2,01	2,04	2,06	2,09	2,12	2,14	2,17
100	100	1,96	1,98	2,01	2,03	2,06	2,08	2,10
125	125	1,91	1,93	1,95	1,98	2,00	2,02	2,04
150	150	1,87	1,89	1,91	1,94	1,96	1,98	2,00
175	182	1,83	1,86	1,88	1,90	1,92	1,94	1,96
200	203	1,82	1,84	1,86	1,88	1,89	1,91	1,93
250	255	1,78	1,80	1,82	1,83	1,85	1,87	1,89
300	305	1,75	1,77	1,79	1,80	1,82	1,84	1,86
350	357	1,73	1,75	1,76	1,78	1,80	1,81	1,83
400	408	1,71	1,73	1,74	1,76	1,78	1,79	1,81
450	460	1,70	1,71	1,73	1,74	1,76	1,77	1,79
500	511	1,68	1,70	1,71	1,73	1,74	1,76	1,77
600	610	1,66	1,68	1,69	1,71	1,72	1,74	1,75
700	698	1,65	1,66	1,68	1,69	1,70	1,72	1,73
800	796	1,63	1,65	1,66	1,67	1,69	1,70	1,72
900	894	1,62	1,63	1,65	1,66	1,68	1,69	1,70
1000	992	1,61	1,62	1,64	1,65	1,66	1,68	1,69
1200	1196	1,59	1,61	1,62	1,63	1,64	1,66	1,67
1400	1392	1,58	1,59	1,60	1,62	1,63	1,64	1,65

Продолжение табл. 4.14

Условный диаметр трубы провода, мм	Внутренний диаметр трубы провода, мм	Эквивалентная шероховатость, мм						
		4,0	4,5	5,0	5,5	6,0	6,5	7,0
25	27	2,71	2,92	3,13	3,33	3,54	3,75	3,97
32	32	2,60	2,79	2,98	3,17	3,36	3,54	3,73
40	39	2,49	2,67	2,84	3,00	3,17	3,34	3,50
50	50	2,38	2,53	2,68	2,83	2,97	3,12	3,26
70	69	2,25	2,38	2,51	2,64	2,76	2,88	3,00
80	81	2,19	2,32	2,44	2,56	2,67	2,78	2,90
100	100	2,13	2,24	2,35	2,46	2,57	2,67	2,77
125	125	2,07	2,17	2,27	2,37	2,47	2,56	2,65
150	150	2,02	2,12	2,22	2,31	2,40	2,48	2,57
175	182	1,97	2,07	2,16	2,25	2,33	2,41	2,49
200	203	1,95	2,04	2,13	2,21	2,29	2,37	2,45
250	255	1,91	1,99	2,07	2,15	2,22	2,29	2,36
300	305	1,87	1,95	2,03	2,10	2,17	2,24	2,31
350	357	1,84	1,92	2,00	2,07	2,13	2,20	2,26
400	408	1,82	1,90	1,97	2,04	2,10	2,16	2,22
450	460	1,80	1,88	1,95	2,01	2,07	2,13	2,19
500	511	1,79	1,86	1,93	1,99	2,05	2,11	2,16
600	610	1,76	1,83	1,89	1,96	2,01	2,07	2,12
700	698	1,75	1,81	1,87	1,93	1,99	2,04	2,09
800	796	1,73	1,79	1,85	1,91	1,96	2,01	2,06
900	894	1,71	1,78	1,83	1,89	1,94	1,99	2,04
1000	992	1,70	1,76	1,82	1,87	1,92	1,97	2,02
1200	1196	1,68	1,74	1,79	1,84	1,89	1,94	1,99
1400	1392	1,66	1,72	1,77	1,82	1,87	1,92	1,96

Условный диаметр трубопровода, мм	Внутренний диаметр трубопровода, мм	Эквивалентная шероховатость, мм						
		7,5	8,0	8,5	9,0	9,5	10,0	15,0
25	27	4,18	4,39	4,61	4,83	5,06	5,29	—
32	32	3,92	4,11	4,30	4,49	4,69	4,88	6,99
40	39	3,67	3,83	4,00	4,16	4,33	4,50	6,25
50	50	3,40	3,54	3,68	3,82	3,96	4,10	5,53
70	69	3,12	3,24	3,36	3,47	3,59	3,70	4,83
80	81	3,00	3,11	3,22	3,33	3,43	3,53	4,55
100	100	2,87	2,97	3,06	3,16	3,25	3,34	4,24
125	125	2,74	2,83	2,92	3,00	3,09	3,17	3,96
150	150	2,65	2,73	2,81	2,89	2,97	3,05	3,77
175	182	2,57	2,64	2,71	2,79	2,86	2,93	3,58
200	203	2,52	2,59	2,66	2,73	2,80	2,87	3,48
250	255	2,43	2,50	2,56	2,63	2,69	2,75	3,31
300	305	2,37	2,43	2,49	2,55	2,61	2,67	3,19
350	357	2,32	2,38	2,44	2,49	2,55	2,60	3,09
400	408	2,28	2,34	2,39	2,45	2,50	2,55	3,02
450	460	2,25	2,30	2,35	2,41	2,46	2,50	2,95
500	511	2,22	2,27	2,32	2,37	2,42	2,47	2,90
600	610	2,17	2,22	2,27	2,32	2,36	2,41	2,82
700	698	2,14	2,19	2,24	2,28	2,33	2,37	2,76
800	796	2,11	2,16	2,20	2,25	2,29	2,33	2,70
900	894	2,09	2,13	2,17	2,22	2,26	2,30	2,66
1000	992	2,06	2,11	2,15	2,19	2,23	2,27	2,62
1200	1196	2,03	2,07	2,11	2,15	2,19	2,22	2,55
1400	1392	2,00	2,04	2,08	2,12	2,15	2,19	2,50

Продолжение табл. 4.14

Условный диаметр трубопровода, мм	Внутренний диаметр трубопровода, мм	Эквивалентная шероховатость, мм						
		20,0	25,0	30,0	35,0	40,0	45,0	50,0
25	27	—	—	—	—	—	—	—
32	32	—	—	—	—	—	—	—
40	39	—	—	—	—	—	—	—
50	50	7,05	—	—	—	—	—	—
70	69	5,98	7,19	8,46	—	—	—	—
80	81	5,57	6,62	7,70	8,85	10,06	—	—
100	100	5,12	6,00	6,90	7,83	8,80	9,81	10,86
125	125	4,72	5,47	6,22	6,99	7,77	8,57	9,40
150	150	4,45	5,11	5,77	6,43	7,09	7,77	8,47
175	182	4,19	4,78	5,36	5,93	6,50	7,08	7,66
200	203	4,07	4,62	5,15	5,68	6,21	6,74	7,27
250	255	3,83	4,31	4,78	5,24	5,69	6,13	6,58
300	305	3,66	4,10	4,53	4,94	5,34	5,74	6,13
350	357	3,53	3,94	4,33	4,70	5,07	5,43	5,78
400	408	3,43	3,81	4,18	4,53	4,86	5,20	5,52
450	460	3,35	3,71	4,05	4,38	4,70	5,01	5,31
500	511	3,28	3,62	3,95	4,26	4,56	4,85	5,14
600	610	3,17	3,49	3,79	4,08	4,35	4,61	4,87
700	698	3,09	3,40	3,68	3,95	4,20	4,45	4,69
800	796	3,02	3,31	3,58	3,83	4,07	4,31	4,53
900	894	2,96	3,24	3,50	3,74	3,97	4,19	4,40
1000	992	2,91	3,18	3,43	3,66	3,88	4,09	4,29
1200	1196	2,83	3,08	3,31	3,52	3,73	3,92	4,11
1400	1392	2,77	3,01	3,22	3,42	3,61	3,80	3,97

**Таблица 4.15. КОЭФФИЦИЕНТЫ МЕСТНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ
В ТРУБОПРОВОДАХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ**

Местное сопротивление	Коэффициент местного сопротивления	Местное сопротивление	Коэффициент местного сопротивления
Задвижка нормальная	0,5	То же, трехшовные под углом 90°	0,5
Вентиль с косым шпинделем	0,5	Отводы гибкие гладкие под углом 90°:	
Вентиль с вертикальным шпинделем	6,0	$R = d_{tr}$	1,0
Обратный клапан нормальный	7,0	$R = 3d_{tr}$	0,5
Компенсатор сапунный	0,3	$R = 4d_{tr}$	0,3
Компенсатор П-образный	2,8	Тройник при слиянии потока:	
Отводы гибкие под углом 90° со складками:		проход	1,2
$R = 3d_{tr}$	0,8	ответвление	1,8
$R = 4d_{tr}$	0,5	Тройник при разветвлении потока:	
Отводы сварные одношовные под углом:		проход	1,0
60°	0,7	ответвление	1,5
45°	0,3	Тройник при встречном потоке	3,0
30°	0,2	Внезапное расширение	1,0
Отводы сварные, двухшовные под углом 90°	0,6	Внезапное сужение	0,5
		Грязевик	10,0

**Таблица 4.16. УДЕЛЬНЫЕ ПОТЕРИ НАПОРА В МЕСТНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЯХ
ТРУБОПРОВОДОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ПРИ $\xi = 1$**

Скорость воды, м/с	Δh , мм	Скорость воды, м/с	Δh , мм	Скорость воды, м/с	Δh , мм	Скорость воды, м/с	Δh , мм
						3,55	642
0,02	0,02	0,35	6,26	0,62	19,6	3,6	663
0,03	0,04	0,36	6,64	0,63	20,2	3,65	680
0,04	0,08	0,37	7	0,64	20,9	3,7	700
0,05	0,13	0,38	7,39	0,65	21,6	3,75	717
0,06	0,19	0,39	7,79	0,66	22,2	3,8	739
0,07	0,25	0,4	8,18	0,67	23	3,85	756
0,08	0,31	0,41	8,6	0,68	23,6	3,9	778
0,09	0,42	0,42	9	0,69	24,4	3,95	793
0,1	0,51	0,43	9,45	0,7	25,1	4	818
0,11	0,62	0,44	9,89	0,71	25,8	4,05	836
0,12	0,74	0,45	10,3	0,72	26,6	4,1	859
0,13	0,87	0,46	10,8	0,73	27,2	4,15	876
0,14	0,99	0,47	11,3	0,74	28	4,2	900
0,15	1,15	0,48	11,8	0,75	28,7	4,25	921
0,16	1,31	0,49	12,3			4,3	943
0,17	1,48	0,5	12,8			4,35	966
0,18	1,66	0,51	13,3			4,4	988
0,19	1,85	0,52	13,8			4,45	1010
0,2	2,05	0,53	14,4			4,5	1031
0,21	2,26	0,54	14,9			4,55	1054
0,22	2,48	0,55	15,4			4,6	1079
0,23	2,72	0,56	16			4,65	1100
0,24	2,94	0,57	16,6			4,7	1120
0,25	3,2	0,58	17,2			4,75	1148
0,26	3,46	0,59	17,8			4,8	1180
0,27	3,73	0,6	18,4			4,85	1197
0,28	4,01	0,61	19			4,9	1226
0,29	4,3					4,95	1249
0,3	4,6					5	1276
0,31	4,91					5,05	1299

тации, может быть распространена на невыпуклые участки тепловой сети, имеющие аналогичные условия эксплуатации с испытанными участками (срок службы, удаленность от источника теплоты, качество теплоносителя).

Гидравлический расчет трубопроводов выполняется с помощью табл. 4.15 и 4.16 и номограмм (рис. 4.27—4.34). Пример гидравлического расчета приведен в табл. 4.17 и показан на рис. 4.35.

Умножить на 2,81

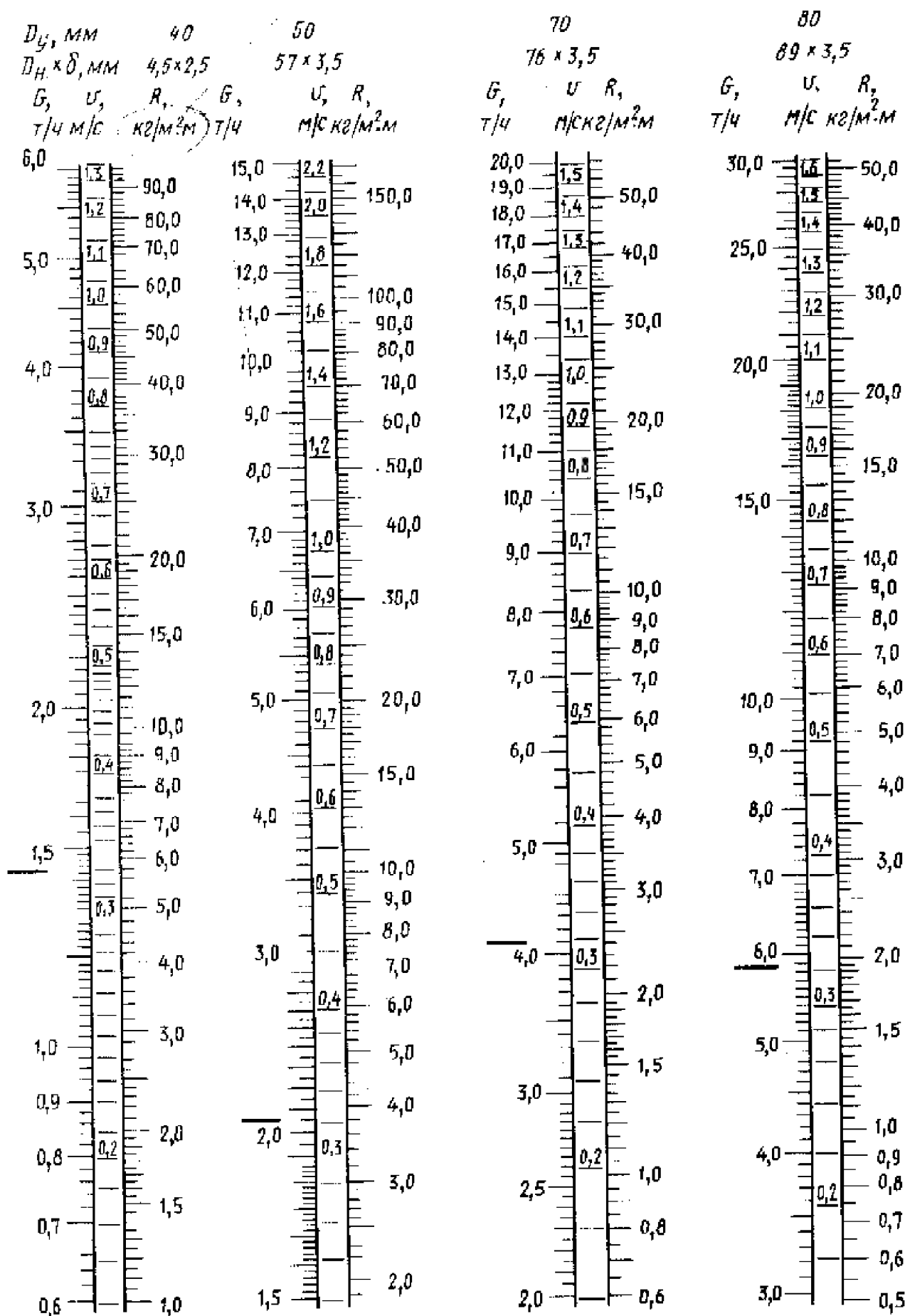


Рис. 4.27. Помограмма для расчета гидравлических потерь в водяных трубопроводах диаметром 40, 50, 70 и 80 мм ($K=0,5$ мм, $\gamma_B=958$ кгс/м³)

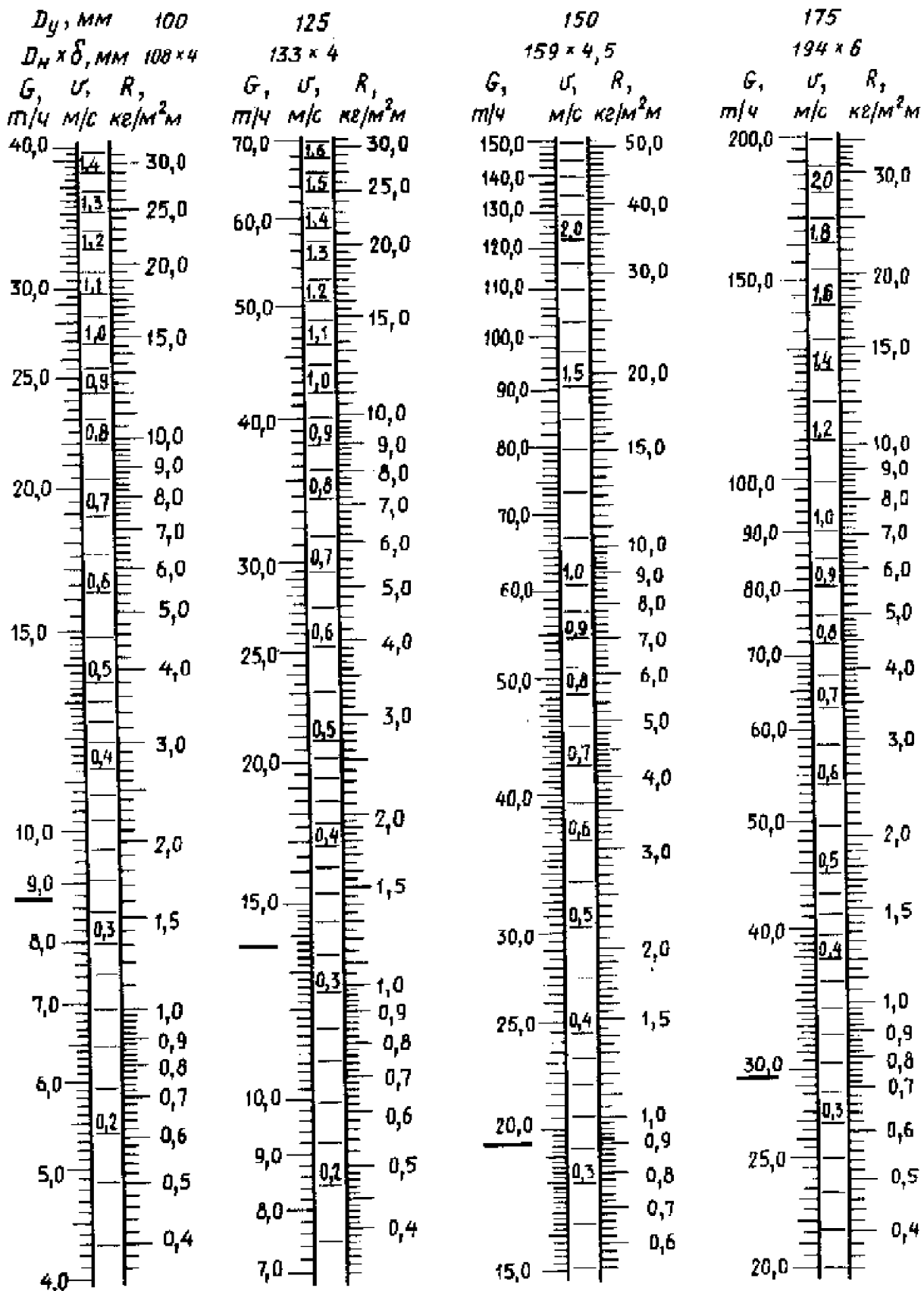


Рис. 4.28. Номограмма для расчета гидравлических потерь в водяных трубопроводах диаметром 100, 125, 150 и 175 мм ($K=0,5$ мм, $\gamma_B=958$ кгс/м³)

$\rightarrow \text{при } \Delta P = 3,81 \text{ МПа}$

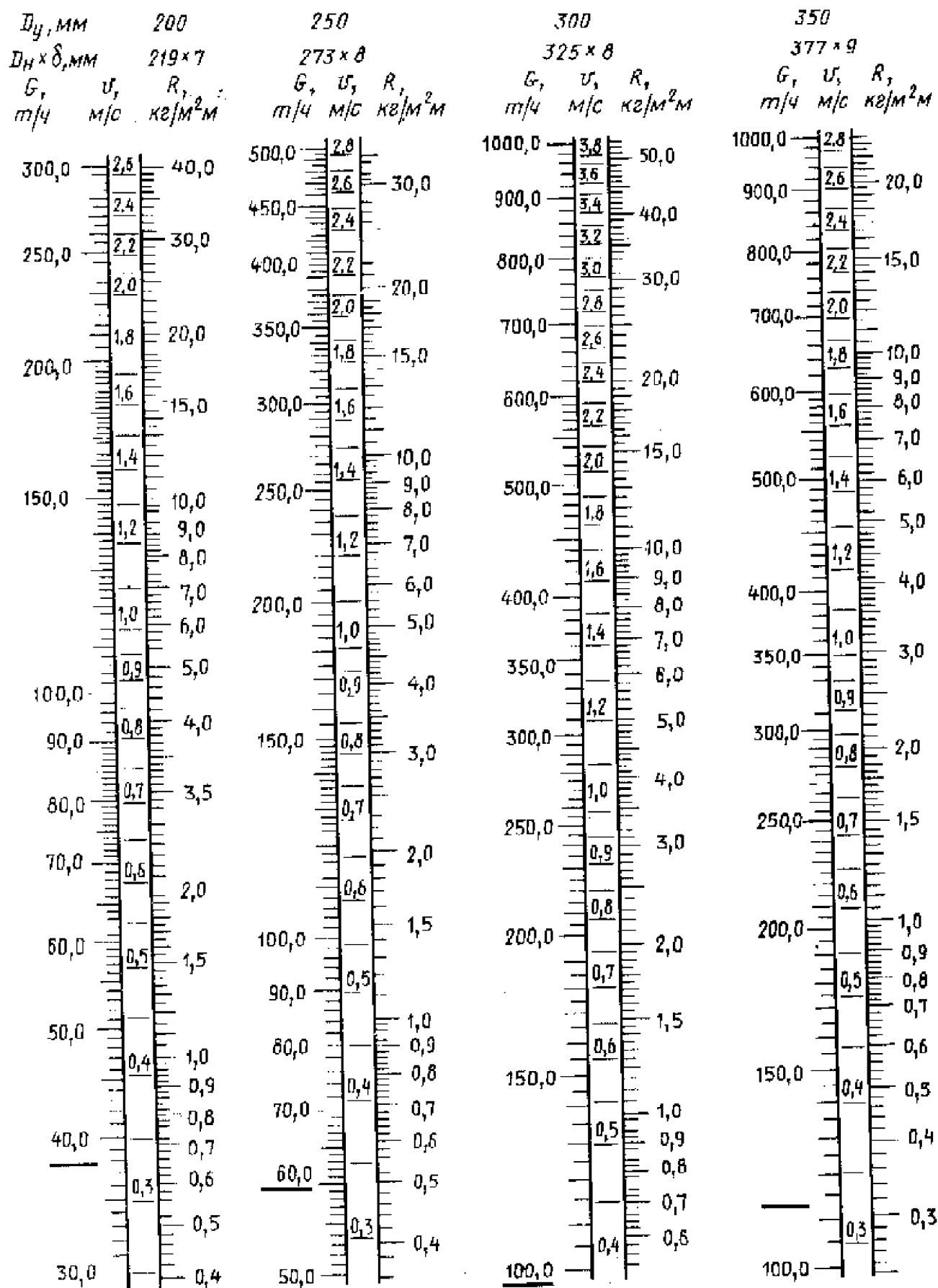


Рис. 4.29. Номограмма для расчета гидравлических потерь в водяных трубопроводах диаметром 200, 250, 300 и 350 мм ($K=0,5 \text{ мм}$, $\gamma_B=958 \text{ кгс/м}^3$)

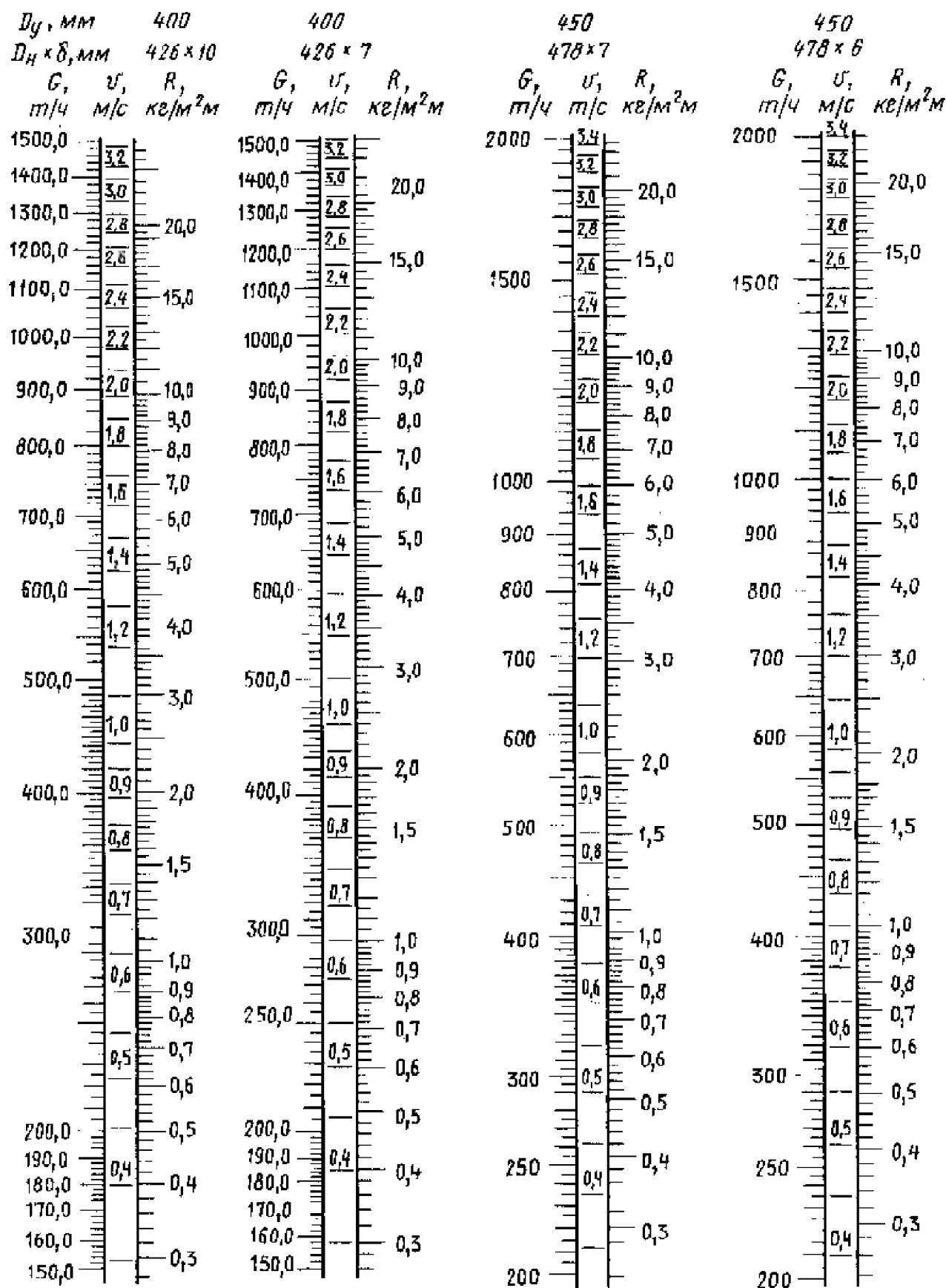


Рис. 4.30. Номограмма для расчета гидравлических потерь в водных трубопроводах диаметром 400 и 450 мм ($K = 0,5 \text{ мм}$, $\gamma_B = 958 \text{ кгс/м}^3$)

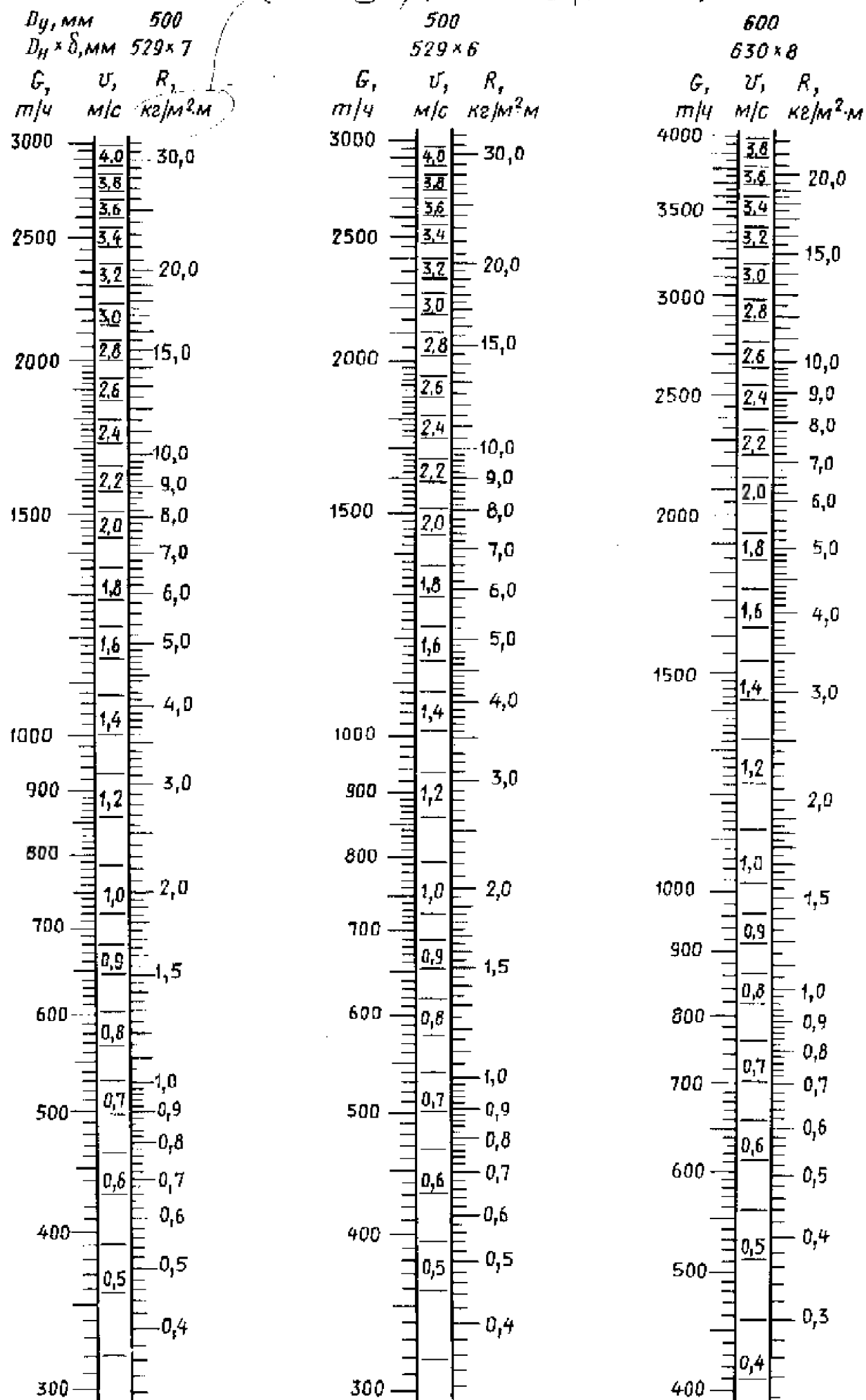


Рис. 4.31. Номограмма для расчета гидравлических потерь в водяных трубопроводах диаметром 500 и 600 мм ($K = 0,5 \text{ мм}$, $\gamma_D = 95 \text{ Н кгс/м}^3$)

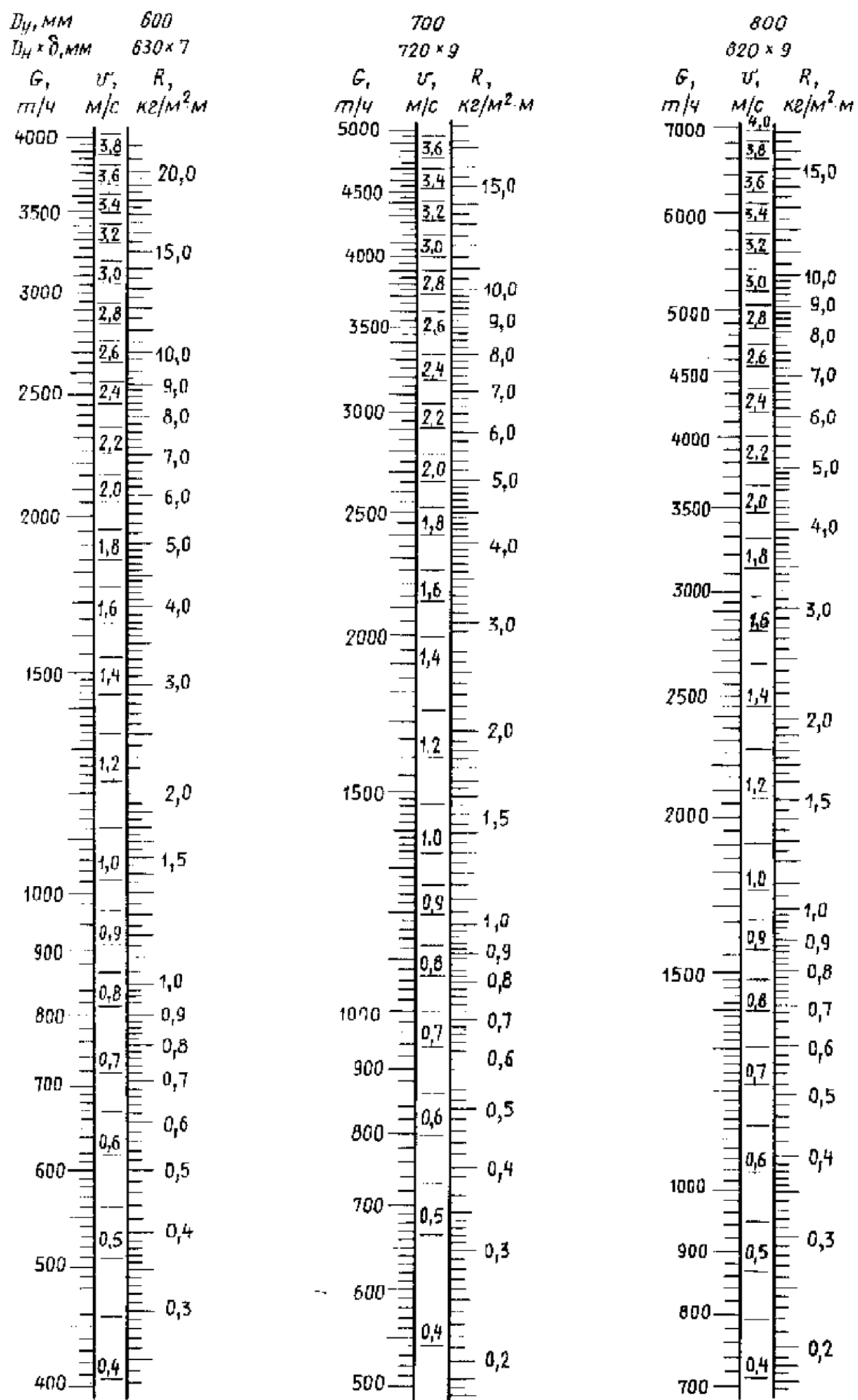
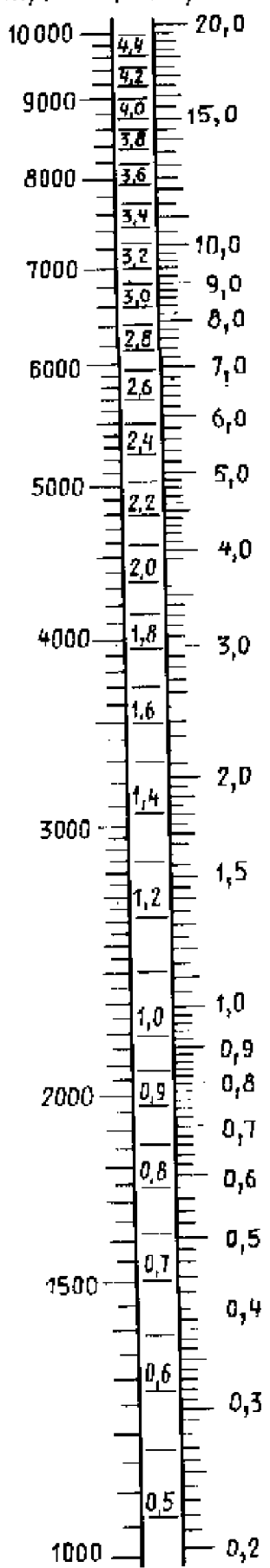


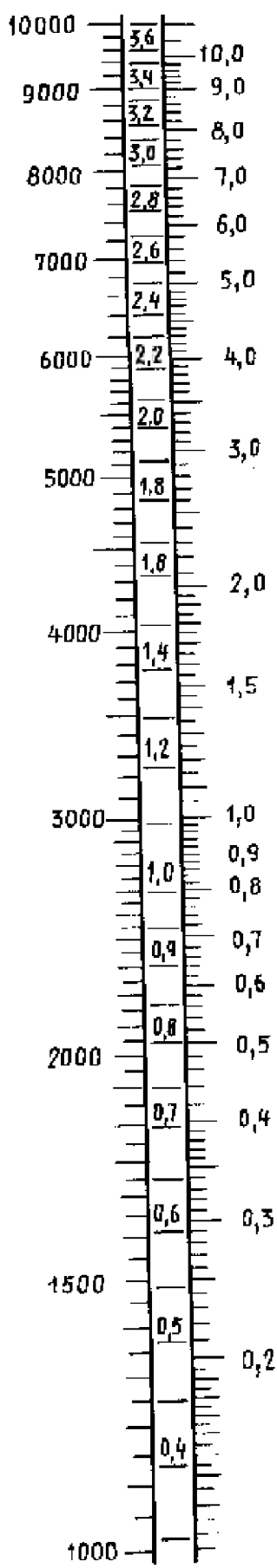
Рис. 4.32. Номограмма для расчета гидравлических потерь в водных трубопроводах диаметром 600, 700 и 800 мм ($K=0,5$ мм, $\gamma_B=958$ кгс/м³)

$$\gamma_{\text{в}} \cdot L / \mu = 2.810^3$$

$D_y, \text{мм}$ 900
 $D_H \times \delta, \text{мм}$ 920 x 10
 $G, \text{т/ч}$ $v, \text{м/с}$ $R, \text{кг/м}^2 \cdot \text{м}$



1000
 1020×11
 $G, \text{т/ч}$ $v, \text{м/с}$ $R, \text{кг/м}^2 \cdot \text{м}$



1200
 1220×12
 $G, \text{т/ч}$ $v, \text{м/с}$ $R, \text{кг/м}^2 \cdot \text{м}$

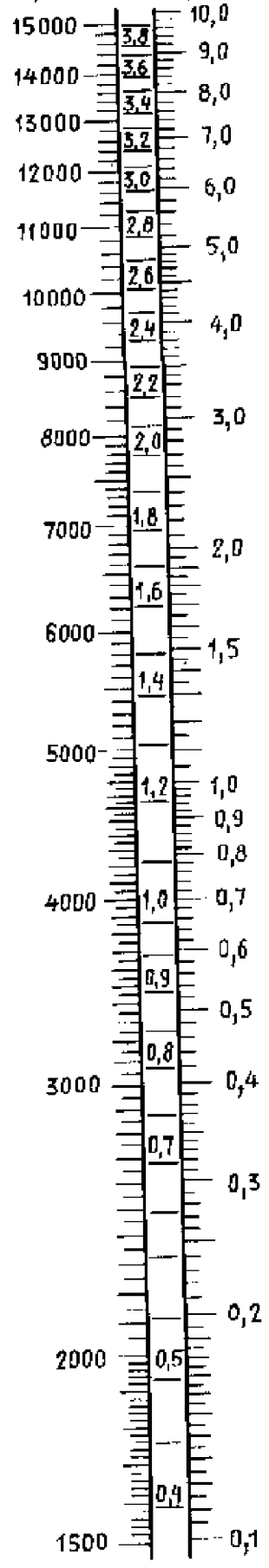


Рис. 4.33. Номограммы для расчета гидравлических потерь в водяных трубопроводах диаметром 900, 1000 и 1200 мм ($K=0.5 \text{ мм}$, $\gamma_{\text{в}}=958 \text{ кгс/м}^3$)

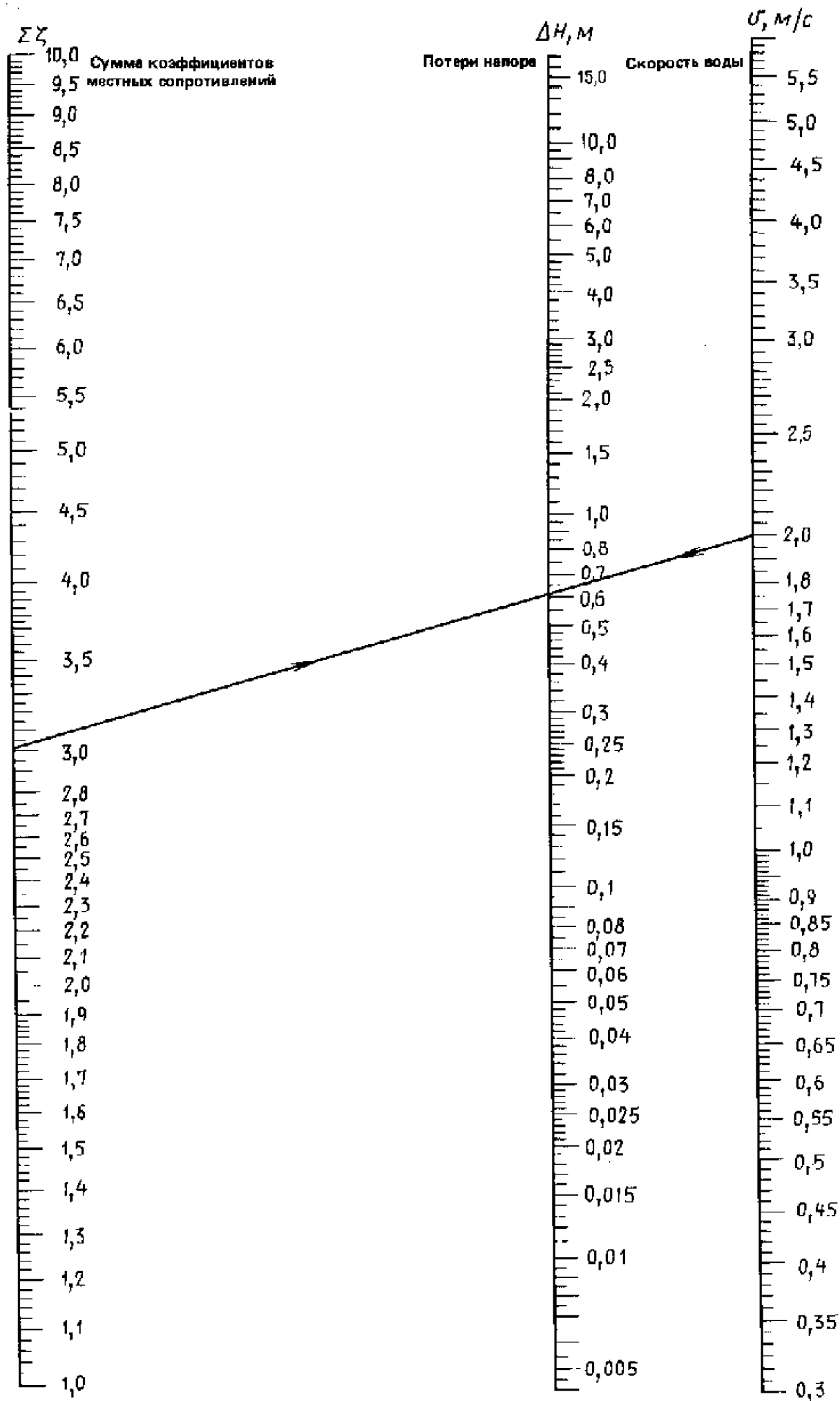


Рис. 4.34. Номограмма для определения потерь напора в местных сопротивлениях

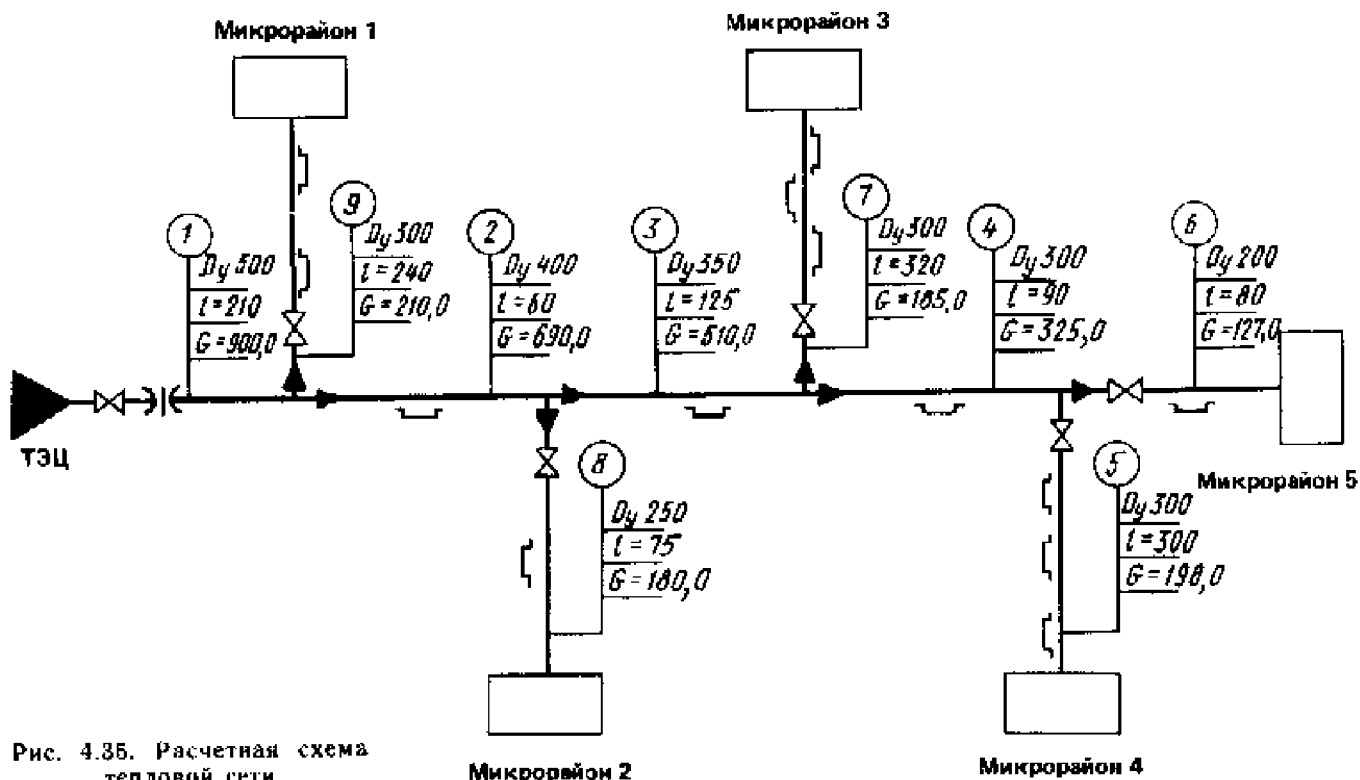


Рис. 4.35. Расчетная схема тепловой сети

Таблица 4.17. ПРИМЕР ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАСЧЕТА ТЕПЛОВОЙ СЕТИ

Номер расчетного участка	Номер предыдущего участка	Характеристика участка			Расход сетевой воды G , т/ч	Расчетные данные участка		
		диаметр трубыпровода, мм	длина участка L , м	сумма коэффициентов местных сопротивлений, $\Sigma \xi$		скорость воды W , м/с	удельные потери напора при $K=0,5$ мм мм/м	эквивалентная шероховатость $K_{\text{экв}}$, мм
1	—	500	210	1,1	900,0	1,25	2,90	0,7
2	1	400	60	3,2	690,0	1,10	2,95	0,7
3	2	350	125	5,4	510,0	1,50	6,40	0,7
4	3	300	90	3,2	325,0	1,33	6,00	0,7
5	4	300	300	7,1	198,0	0,80	2,20	0,7
6	4	200	80	3,7	127,0	1,16	7,80	0,7
7	3	300	320	7,6	185,0	0,73	1,90	0,7
8	2	250	75	4,2	180,0	1,03	4,70	0,7
9	1	300	240	5,9	210,0	0,85	2,50	0,7

Продолж. табл. 4.17

Номер расчет- ного участка	Расчетные данные участка						Потери напора от источ- ника теплоты $\Sigma \Delta H$, м	Распола- гаемый напор в конце участка H_p , м	Примеча- ние
	попра- вочный коэффи- циент к удельным потерям β	расчет- ное значение удельных потерь, R_p , мм/м	потери напора на участке			всего на двух трубо- проводах ΔH_{Σ} , м			
			на одном трубопроводе, мм						
			линейные ΔH_l	местные ΔH_m	всего ΔH				
1	1,09	3,16	664	88	752	1,5	1,5	38,5	$\Delta H_{\text{н.}} = 40$ м
2	1,09	3,21	193	198	391	0,8	2,3	37,7	
3	1,09	6,97	871	623	1494	3,0	5,3	34,7	
4	1,10	6,60	594	289	883	1,8	7,1	32,9	
5	1,10	2,42	726	232	958	1,9	9,0	31,0	
6	1,10	8,58	686	250	936	1,9	9,0	31,0	
7	1,10	2,09	669	207	876	1,8	7,1	32,9	
8	1,10	5,17	388	227	615	1,2	3,5	36,5	
9	1,10	2,75	660	218	878	1,8	3,3	36,7	

$$L_{\text{до}} \approx R \cdot L + \sum \xi \cdot 247$$

4.7 РАЗРАБОТКА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РЕЖИМА ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Гидравлический режим тепловых сетей определяет давление в подающих и обратных трубопроводах, располагаемые напоры на выводах тепловой сети у источника теплоты и на тепловых пунктах потребителей, давление во всасывающих патрубках сетевых и подкачивающих насосов, требуемые напоры насосов источника теплоты и подкачивающих станций. К гидравлическому режиму работы тепловых сетей предъявляют следующие требования:

а) давление воды в обратных трубопроводах не должно превышать допустимого рабочего давления в непосредственно присоединенных системах потребителей теплоты и в то же время должно быть выше на 0,05 МПа (0,5 кгс/см²) статического давления систем отопления для обеспечения их заполнения;

б) давление воды в обратных трубопроводах тепловой сети во избежание подсоса воздуха должно быть не менее 0,05 МПа (0,5 кгс/см²);

в) давление воды во всасывающих патрубках сетевых, подпиточных, подкачивающих и смешивающих насосов не должно превышать допустимого по условиям прочности конструкции насосов и быть не ниже 0,05 МПа (0,5 кгс/см²) или величины допустимого кавитационного запаса;

г) давление в подающем трубопроводе при работе сетевых насосов должно быть таким, чтобы не происходило кипения воды при ее максимальной температуре в любой точке подающего трубопровода, в оборудовании источника теплоты и в приборах систем теплопотребителей, непосредственно присоединенных к тепловым сетям; при этом давление в оборудовании источника теплоты и тепловой сети не должно превышать допустимых пределов их прочности;

д) перепад давлений на тепловых пунктах потребителей должен быть не меньше гидравлического сопротивления систем теплопотребления с учетом потерь давления в дроссельных диафрагмах и соплах элеваторов;

е) статическое давление в системе теплоснабжения не должно превышать допустимого давления в оборудовании источника теплоты, в тепловых сетях и системах теплопотребления, непосредственно присоединенных к сетям, и

обеспечивать заполнение их водой; статическое давление должно определяться условно для температуры воды до 100 °С; для случаев аварийной остановки сетевых насосов или отключения отдельных участков тепловой сети при сложных рельефе местности и гидравлическом режиме допускается учитывать повышение статического давления во избежание кипения воды с температурой выше 100 °С.

Для учета взаимного влияния рельефа местности, высоты абонентских систем, потерь давления в тепловых сетях и предъявляемых выше требований в процессе разработки гидравлического режима тепловой сети необходимо строить пьезометрический график. На пьезометрических графиках величины гидравлического потенциала выражены в единицах напора. Напор и давление связаны зависимостью

$$H = p/\gamma.$$

Для практических расчетов принято, что 10 кПа (1000 кгс/м²) соответствует 1 м. Пьезометрический график представляет собой графическое изображение напоров в тепловой сети относительно местности, на которой она проложена. На пьезометрическом графике в определенном масштабе наносят рельеф местности, высоту присоединенных зданий, величины напоров в сети. На горизонтальной оси графика откладывают длину сети, а на вертикальной оси — напоры. Линии напоров в сети наносят как для рабочего, так и для статического режимов. Пьезометрический график строят следующим образом (рис. 4.36):

1) принимая за нуль отметку самой низкой

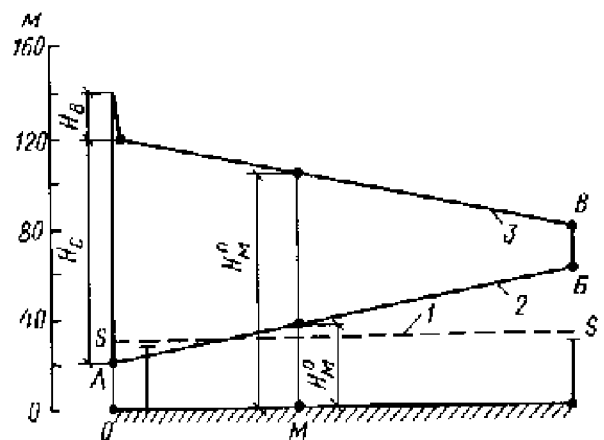


Рис. 4.36. Пьезометрический график тепловой сети
1 — линия статического напора; 2 — линия напора в обратном трубопроводе; 3 — то же, в подающем трубопроводе

точки тепловой сети, наносят профиль местности по трассе основной магистрали и ответвлений, отметки земли которых отличаются от отметок магистрали. На профиле проставляют высоты присоединенных зданий,

2) наносят линию $S-S$, определяющую статический напор в системе (статический режим). Если давление в отдельных точках системы превышает пределы прочности, необходимо предусмотреть подключение отдельных потребителей по независимой схеме или деление тепловых сетей на зоны с выбором для каждой зоны своей линии статического напора. В узлах деления устанавливают автоматические устройства рассечки и подпитки тепловой сети;

3) наносят линию $A-B$ пьезометрического графика напоров обратной магистрали. Уклон линии определяют на основании гидравлического расчета тепловой сети. Высоту расположения линии напоров на графике выбирают с учетом вышеприведенных требований к гидравлическому режиму. При неровном профиле трассы не всегда возможно одновременно выполнять требования заполнения верхних точек систем теплоснабжения, не превысив допустимые давления. В этих случаях выбирают режим, соответствующий прочности нагревательных приборов, а отдельные системы, залив которых не будет обеспечен вследствие низкого расположения пьезометрической линии обратного трубопровода, оборудуют индивидуальными регуляторами

Линия пьезометрического графика обратного трубопровода магистрали в точке пересечения с ординатой, соответствующей началу теплосети, определяет необходимый напор в обратном трубопроводе водоподогревательной установки (на входе сетевого насоса, точка A), обеспечиваемый подпиточным насосом;

4) наносят линию $B-G$ пьезометрического графика подающей магистрали. Уклон линии определяют на основании гидравлического расчета тепловой сети. При выборе положения пьезометрического графика учитывают предъявляемые к гидравлическому режиму требования и гидравлические характеристики сетевого насоса. Линия пьезометрического графика подающего трубопровода в точке пересечения с ординатой, соответствующей началу теплосети, определяет требуемый напор на выходе из подогревательной установки (точка G). Напор в любой точке тепловой сети определяется величиной отрезка между данной точкой и линией

пьезометрического графика подающей или обратной магистрали.

В системах теплоснабжения с тепловыми сетями большой протяженности и сложным профилем теплотрассы требования гидравлического режима могут быть обеспечены за счет подкачивающих насосных и дроссельных станций на подающем и обратном трубопроводах (рис. 4.37–4.39).

Для закрытой системы теплоснабжения с установленными регуляторами постоянства расхода сетевой воды на отопление (PP) и температуры воды в системах горячего водоснабжения необходимый напор сетевых и подкачивающих насосов определяют при расчетном расходе теплоносителя по формуле

$$H_n = H_p + H_c + H_n, \quad (4.15)$$

где H_p — расчетные потери напора в водоподогревательной установке источника теплоты, м; H_c — суммарные расчетные потери напора в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети до наиболее удаленного потребителя, м; H_n — расчетные потери напора в тепловом пункте и в местной системе потребителя, м.

Подачу сетевых и подкачивающих насосов в этих условиях определяют по расчетному расходу теплоносителя, учитывающему максимальный расход сетевой воды на горячее водоснабжение всех потребителей со смешанной и параллельной схемами включения подогревателей.

При отсутствии регуляторов постоянства расхода сетевой воды на отопление, но при установке регуляторов постоянства температуры воды в системах горячего водоснабжения максимальную (расчетную) подачу сетевых насосов определяют по расходу:

$$G_{\text{плд}} = G_{\text{огр}} = (1 - 0,45\alpha_n) G_p^* + G_n^*, \quad (4.16)$$

где G_p^* — расчетный расход сетевой воды по системе теплоснабжения на отопление и вентиляцию, т/ч; G_n^* — максимальный расход сетевой воды по системе теплоснабжения на горячее водоснабжение, т/ч; α_n — отношение максимального расхода сетевой воды на горячее водоснабжение к расчетному расходу теплоносителя на отопление и вентиляцию по системе теплоснабжения в целом.

Формула (4.16) может применяться при величине коэффициента часовой неравномерности для системы теплоснабжения 2–2,4.

Необходимый напор сетевых насосов при отсутствии PP у потребителей определяют по формуле (4.15) при расчетном расходе теплоносителя, а напоры подкачивающих насосных станций выявляют при расходе воды по сети, найденном по формуле (4.16), с учетом потерь

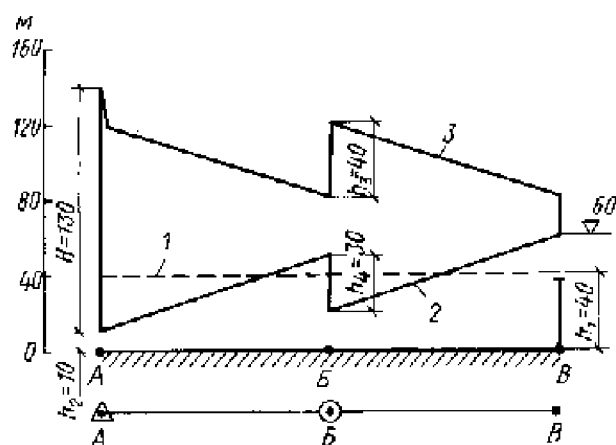


Рис. 4.37. Пьезометрический график тепловой сети большой протяженности

A — источник теплоты; B — место размещения подкачивающих насосов на подающем и обратном трубопроводах; B — конечный потребитель; H — напор сетевого насоса, м; 1 — линия статического напора; 2 — линия напора в обратном трубопроводе; 3 — то же, в подающем трубопроводе; h_1 — напор подпиточного насоса источника теплоты, м; h_2 — напор в обратной линии источника теплоты при циркуляции воды в системе, м; h_3 — напор подкачивающего насоса на подающем трубопроводе, м; h_4 — напор подкачивающего насоса на обратном трубопроводе, м.

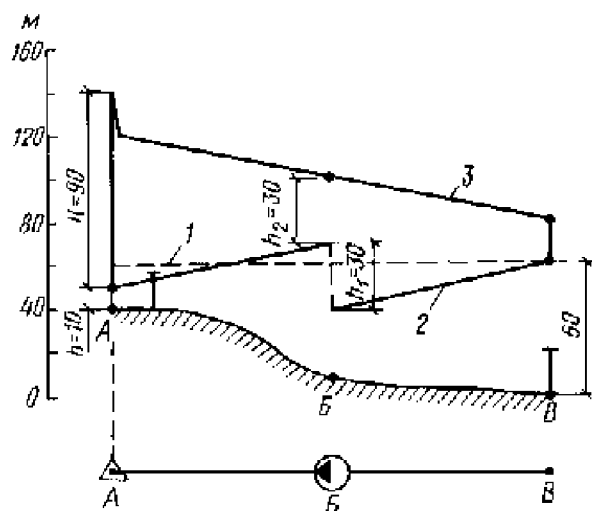


Рис. 4.38. Пьезометрический график тепловой сети при понижающемся от источника теплоты рельефе местности

A — источник теплоты; B — место размещения подстанции подкачки; H — напор сетевого насоса, м; h — напор подпиточного насоса, м; h_1 — напор подкачивающего насоса, м; h_2 — располагаемый напор перед подкачивающим насосом, м; 1 — линия статического напора; 2 — линия напора в обратном трубопроводе; 3 — то же, в подающем трубопроводе напора в подогревательной установке источника теплоты. Напоры подкачивающих станций определяют при постоянном напоре сетевых насосов и при условии выдерживания регулируемых давлений на станциях при любых режимах.

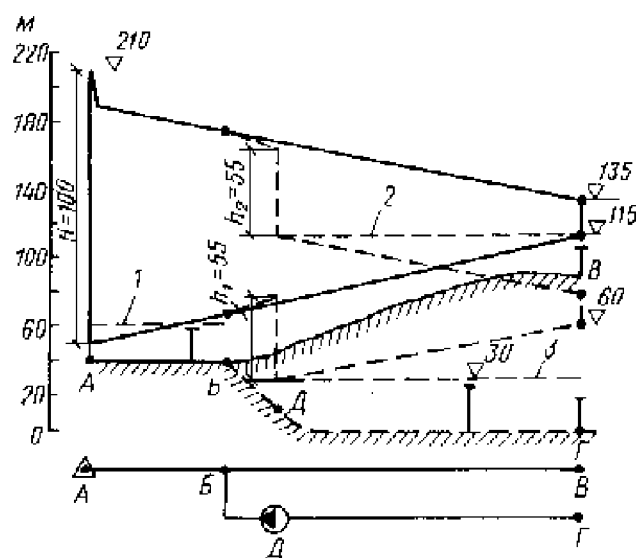


Рис. 4.39. Пьезометрический график тепловой сети при сложном рельефе местности

A — источник теплоты; B — узел ответвления; B и G — конечные потребители; D — место размещения подкачивающего насоса на обратном трубопроводе ответвления; H — напор сетевого насоса, м; h_1 — напор подкачивающего насоса, м; h_2 — величина местного понижения напора в подающем трубопроводе ответвления, м; 1, 2 и 3 — линии статического напора в первой, второй и третьей зонах.

В случае временного отсутствия регуляторов температуры нагреваемой водопроводной воды гидравлический режим в системы теплоснабжения в течение суток и отопительного сезона стабилен. Напор насосов в системе вышляют по формуле (4.15) при расчетном расходе теплоносителя, который определяет и их подачу. При несоответствии напоров, полученных по формуле (4.15), характеристике установленных насосов уменьшают диаметр рабочих колес насосов, заменяют насосы, сооружают дополнительные подкачивающие насосные станции.

Напор подпиточных насосов в закрытой системе теплоснабжения определяют из условия поддержания в водяных тепловых сетях статического режима. Величина принятого напора проверяется для условий работы сетевых насосов в отопительный и летний периоды года. Подача подпиточных насосов в 1 ч должна составлять 0,75 % объема воды в трубопроводах тепловой сети и в присоединенных к ним системах отопления и вентиляции зданий, а при наличии транзитных магистралей длиной более 1 км от источника теплоты к указанной величине подачи дополнительно добавляется расход, равный 0,5 % объема воды в транзитных магистралах в 1 ч.

4.8. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РЕЖИМ ОТКРЫТОЙ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Схема индивидуального теплового пункта при непосредственном отборе воды из тепловой сети в систему горячего водоснабжения приведена ранее на рис. 3.7. Особенностью схемы является установка регулятора постоянства температуры воды, поступающей в систему горячего водоснабжения. В диапазоне постоянной температуры воды в подающей линии тепловой сети (в диапазоне срезки температурного графика в теплый период отопительного сезона) водоразбор осуществляется только из подающей линии; в холодный период отопительного сезона, когда температура обратной воды превышает заданную на входе в систему горячего водоснабжения, водоразбор происходит только из обратной линии. В промежуточном диапазоне температур наружного воздуха водоразбор осуществляется из обеих линий тепловой сети путем смещения в регуляторе двух потоков с поддержанием заданной температуры воды, поступающей в систему горячего водоснабжения. Такая схема потребления горячей воды из тепловой сети используется при отсутствии циркуляционной линии в системе горячего водоснабжения.

При наличии циркуляционной линии в системе горячего водоснабжения, обеспечивающей комфортность пользования горячей водой и сокращение непроизводительных сливов остывшей в системе воды, циркуляция воды в ней обеспечивается за счет перепада напоров, создаваемого в устанавливаемой дроссельной диафрагме на обратной линии. Потери напора в этой подпорной диафрагме принимаются равными гидравлическому сопротивлению подающих трубопроводов системы горячего водоснабжения и циркуляционного трубопровода при протекании через них расчетного циркуляционного расхода воды. Диаметр отверстия подпорной циркуляционной диафрагмы определяют по расчетному отопительному расходу теплоносителя. Расчетные потери напора в сопле элеватора должны быть уменьшены на величину гидравлических потерь в подпорной диафрагме.

При летнем режиме циркуляционный расход ограничивается специально устанавливаемой диафрагмой на циркуляционной линии, кото-

рую рассчитывают по величине циркуляционного расхода и располагаемому напору на тепловом пункте в летний период за вычетом гидравлических потерь в циркуляционной линии. При наличии циркуляционных линий у потребителей регуляторы постоянства температуры должны осуществлять подмешивание обратной воды и в диапазоне срезки температурного графика для того, чтобы при всех режимах давления за клапанами регуляторов соответствовало бы давлению в обратной линии тепловых пунктов. При этом исключается возможность работы системы горячего водоснабжения в качестве перемычки между подающей и обратной линиями тепловой сети. Для обеспечения постоянного подмешивания обратной воды в регуляторах температуру воды в подающей линии тепловой сети в диапазоне срезки графика необходимо поддерживать на уровне, несколько превышающем настройку регуляторов температуры у потребителей.

При наличии циркуляционных линий в системах горячего водоснабжения необходим добавочный расход сетевой воды на циркуляцию в системах горячего водоснабжения, величину которого определяют исходя из тепловых потерь в системе и допустимого охлаждения воды в ней. При величине расчетного расхода теплоты на компенсацию тепловых потерь в системе горячего водоснабжения в размере 20 % средней нагрузки горячего водоснабжения и допустимом охлаждении воды в системе на 10 °С расчетный расход сетевой воды на создание циркуляции достигнет 1,2 величины среднего водоразбора.

В связи с тем, что при наличии регуляторов постоянства температуры в диапазоне срезки температурного графика часть воды должна обограться из обратной линии, остающуюся долю расчетного расхода сетевой воды на циркуляцию, нагружающую подающую и обратную линии тепловой сети, можно принимать в размере 80 % полной величины расчетного расхода (при указанных условиях — примерно равной среднему расходу воды на горячее водоснабжение).

При временном отсутствии регуляторов постоянства температуры воды в системах горячего водоснабжения водоразбор производится или только из подающей, или только из обратной линии теплового пункта. Переход к водоразбору из обратной линии вы-

полняют вручную закрытием задвижки на линии отбора из подающей и открытием ее на линии отбора из обратной. Переход следует осуществлять так, чтобы не превышать максимально допустимую температуру потребляемой воды. Вместе с водоразбором следует переключать и циркуляционную линию: необходимо особо обращать внимание на плотное закрытие задвижки на циркуляционной линии (см. рис. 3.7) в период отбора из подающей линии. Расчетный расход теплоносителя по тепловой сети должен включать расход сетевой воды на циркуляцию в системах горячего водоснабжения, который полностью нагружает обе линии сети.

Подпорную циркуляционную диафрагму, обеспечивающую циркуляцию в период водоразбора из обратной линии, выбирают по расчетному отопительному расходу теплоносителя и расчетным потерям напора в циркуляционной линии. Ограничительную диафрагму на циркуляционной линии выбирают по расчетному циркуляционному расходу и по расчетному располагаемому напору на тепловом пункте за вычетом гидравлических потерь в циркуляционной линии. Расчетный располагаемый напор для выбора сопла элеватора или дроссельной диафрагмы должен быть уменьшен на величину гидравлических потерь в циркуляционной линии.

Независимо от наличия регуляторов постоянства температуры воды на тепловых пунктах потребителей расчетный расход сетевой воды на циркуляцию в системах горячего водоснабжения должен иметь место при отсутствии водоразбора. Поэтому при отопительном графике, который соответствует методу расчетной нагрузки тепловых сетей средним расходом воды на горячее водоснабжение, следует нагружать подающую и обратную линии сети неполным расходом на циркуляцию (примерно в размере среднего водопотребления) с тем, чтобы при отсутствии водоразбора величина циркуляционного расхода достигла номинальной величины. При максимальном водоразборе из подающей или обратной линий тепловой сети циркуляционный расход не нагружает трубопроводы тепловой сети.

Переменный гидравлический режим при водоразборе связан с отбором воды из тепловой сети на горячее водоснабжение. Основной причиной, вызывающей нарушения расчетного гидравлического и теплового режимов неавто-

матизированных систем отопления и вентиляции, являются неизбежные колебания расхода теплоносителя на горячее водоснабжение и изменения места отбора воды. Колебания расходов в течение суток связаны с неравномерностью графика водопотребления, изменением места отбора воды — с переменными ее температурами в тепловой сети. С изменением величины водоразбора из любого трубопровода изменяется в том же направлении расход воды через источник теплоты и подающую линию тепловой сети.

С ростом водоразбора из подающей линии увеличиваются потери напора в коммуникациях источника теплоты и по подающей линии сети (рис. 4.40, а) и при уменьшении (или постоянстве) напора сетевых насосов снижаются потери, а следовательно, и расходы воды в отопительно-вентиляционных системах и в обратной линии. Таким образом, увеличение расхода воды по подающей линии оказывается меньшим роста водоразбора из этой линии. С ростом водоразбора из обратной линии увеличиваются расходы воды и потери напора в коммуникациях источника теплоты, по подающей линии сети и в отопительно-вентиляционных системах потребителей и снижаются потери и расход воды в обратной линии (рис. 4.40, б). Таким образом, и при росте водоразбора из обратной линии прирост расхода по подающей линии меньше увеличения водоразбора.

При равном росте водоразбора только из подающей или только из обратной линии в первом случае располагаемые напоры у потребителей будут меньшими (рис. 4.41), а потери напора, в коммуникациях источника теплоты и по тепловой сети — большими. В этих условиях приросты расходов воды по сети при увеличении водоразбора из подающей линии оказываются большими, чем при увеличении его из обратной. По мере увеличения доли отбора из подающей линии p расход по подающей и обратной линиям тепловой сети возрастает, а по системам отопления и вентиляции потребителей — сокращается. Характер сезонных изменений гидравлического режима в зависимости от доли p водоразбора из подающей линии показан на рис. 4.41.

В течение суток и отопительного периода изменения располагаемых напоров и расходов у потребителей, различно расположенных относительно источника теплоты, оказываются

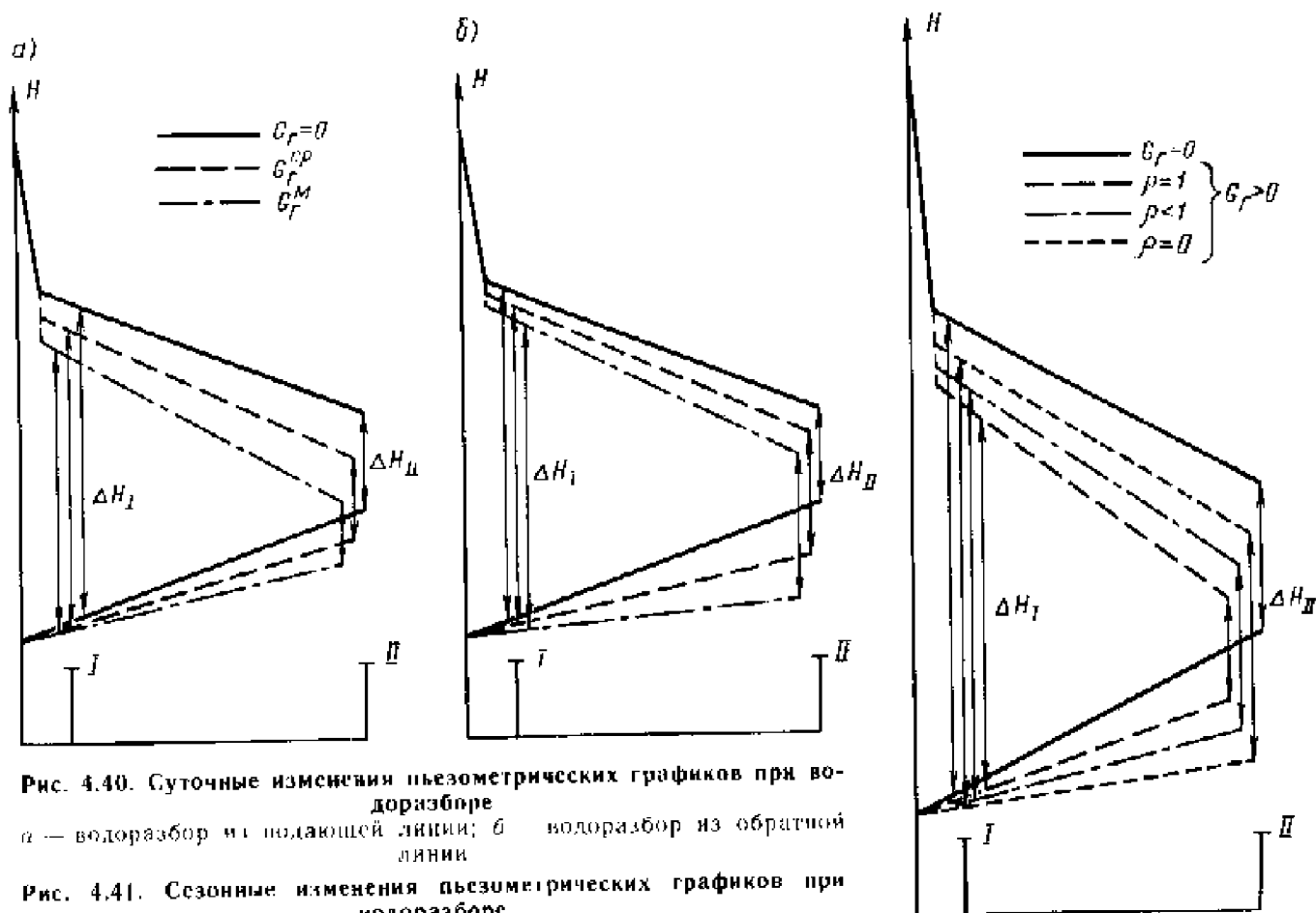


Рис. 4.40. Суточные изменения пьезометрических графиков при водоразборе

а — водоразбор из подающей линии; б — водоразбор из обратной линии

Рис. 4.41. Сезонные изменения пьезометрических графиков при водоразборе

несоизмеримыми; у близлежащих они меняются незначительно, у удаленных — в сильной степени. Таким образом, разрегулировка местных систем отопления и вентиляции в открытой системе теплоснабжения зависит от величины гидравлических потерь от сетевых насосов источника теплоты до потребителя (см. рис. 4.40, 4.41).

На величину суточных и сезонных изменений отопительно-вентиляционного расхода у потребителей влияют характер графика водопотребления и отношение средней величины водоразбора к расчетному отопительно-вентиляционному расходу. Чем больше коэффициент часовой неравномерности водопотребления в системе теплоснабжения и чем больше соотношение нагрузок на горячее водоснабжение и отопление, тем значительнее отклонения гидравлического режима сети и потребителей от расчетных характеристик. Кроме того, на режим системы значительное влияние оказывает гидравлическая устойчивость ее, характеризующая в данном случае степень стабильности расхода сетевой воды через системы отопления и вентиляции при колебаниях величины и места

водоразбора. Гидравлическая устойчивость системы теплоснабжения может быть охарактеризована отношением среднего располагаемого напора у потребителей к нагрузке горячего водоснабжения к суммарному напору сетевых насосов источника теплоты. Чем выше это отношение, тем меньше изменяется расход воды по системам отопления и вентиляции при суточных и сезонных изменениях водопотребления. В системах теплоснабжения с высокой гидравлической устойчивостью увеличение расхода воды по подающей линии при водоразборе из нее близко к приросту водоразбора, как и снижение расхода воды по обратной линии при водоразборе из этой линии. Влияние гидравлической устойчивости системы на характер сезонных изменений расхода воды показано на рис. 4.42.

Проверочные режимы при непосредственном водоразборе. Наиболее опасные отклонения от расчетного гидравлического режима происходят в открытой системе при максимальных отборах воды из подающей и обратной линий и при прекращении водоразбора (в случае расчета трубопроводов тепловой сети на среднюю

нагрузку горячего водоснабжения).

Проверку гидравлического режима тепловой сети при максимальном водоразборе из обратной линии производят для выявления потребителей, местные системы которых могут опорожняться. Проверка при том же водоразборе из подающей линии позволяет оценить максимально возможное сокращение расхода воды по системам отопления и вентиляции. Наконец, проверку режима при прекращении водоразбора производят для выявления отопительных систем, давление в нагревательных приборах которых может возрасти до недопустимого уровня.

При ручном расчете проверочных гидравлических режимов систем теплоснабжения с циркуляционными линиями у потребителей для оценки возможных нарушений работы местных систем допустимо пользоваться следующими приближенными значениями нагрузочных расходов по подающему и обратному трубопроводам тепловой сети:

1) отопительный температурный график качественного регулирования:

расчетный гидравлический режим (при среднем водоразборе из подающей линии)

$$G_{\text{под}}^p = G_{\text{в.к}}^p + 0,85 G_{\text{в}}^p + G_{\text{г.к}}^p; \quad G_{\text{обр}}^p = G_{\text{в.к}}^p + 0,85 G_{\text{в}}^p;$$

проверочный режим при отсутствии водоразбора

$$G_{\text{под}} = G_{\text{обр}} = 1,15 G_{\text{в.к}}^p + G_{\text{г.к}}^p;$$

проверочный режим при максимальном водоразборе из подающей линии

$$G_{\text{под}} = G_{\text{в.к}}^p + G_{\text{г.к}}^p; \quad G_{\text{обр}} = G_{\text{в.к}}^p;$$

проверочный режим при максимальном водоразборе из обратной линии

$$G_{\text{под}} = (1 + 0,7\alpha_{\text{в}}) G_{\text{в.к}}^p; \quad G_{\text{обр}} = (1 + 0,7\alpha_{\text{в}}) G_{\text{в.к}}^p - G_{\text{г.к}}^p;$$

2) скорректированный температурный график:

расчетный гидравлический режим (при отсутствии водоразбора)

$$G_{\text{под}} = G_{\text{обр}} = G_{\text{в.к}}^p + G_{\text{г.к}}^p;$$

проверочный режим при максимальном водоразборе из подающей линии

$$G_{\text{под}} = (1 - 0,2\alpha_{\text{в}}) G_{\text{в.к}}^p + G_{\text{г.к}}^p; \quad G_{\text{обр}} = (1 - 0,2\alpha_{\text{в}}) G_{\text{в.к}}^p;$$

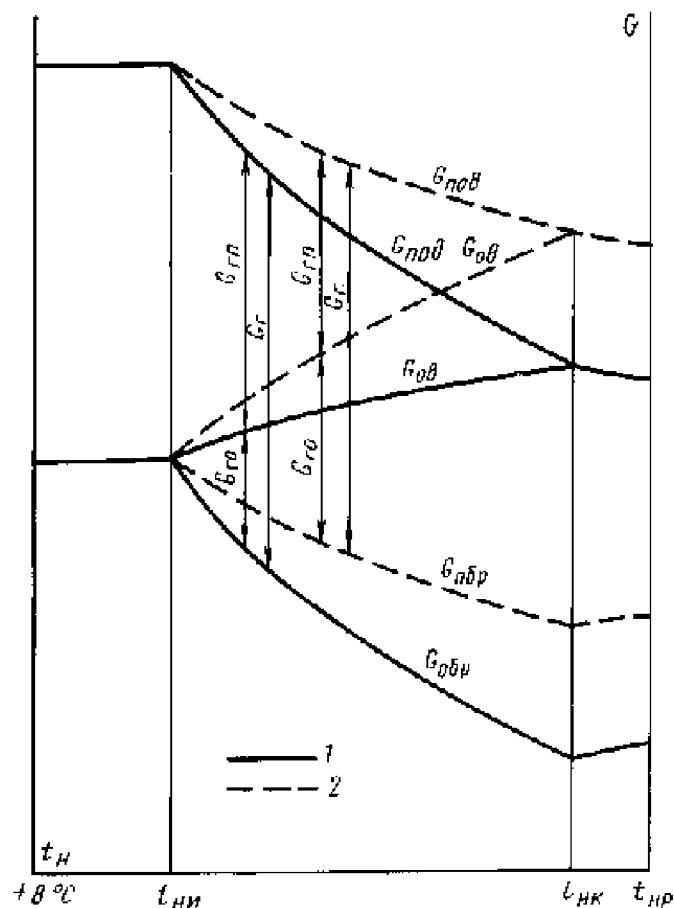


Рис. 4.42. Влияние гидравлической устойчивости систем теплоснабжения на их гидравлический режим 1 — высокая гидравлическая устойчивость; 2 — низкая гидравлическая устойчивость; $G_{\text{под}}$ и $G_{\text{обр}}$ — расходы воды по подающей и обратной линиям тепловой сети; $G_{\text{г.к}}$ и $G_{\text{в.к}}$ — величины отборов воды из подающей и обратной линий тепловой сети; $G_{\text{г.п}}$ и $G_{\text{в.п}}$ — расходы сетевой воды на горячее водоснабжение и на отопление и вентиляцию

проверочный режим при максимальном водоразборе из обратной линии

$$G_{\text{под}} = (1 + 0,5\alpha_{\text{в}}) G_{\text{в.к}}^p; \quad G_{\text{обр}} = (1 + 0,5\alpha_{\text{в}}) G_{\text{в.к}}^p - G_{\text{г.к}}^p.$$

При расчете без ЭВМ проверочных гидравлических режимов системы теплоснабжения без циркуляционных линий у потребителей горячего водоснабжения допустимо пользоваться следующими приближенными значениями нагрузочных расходов по подающему и обратному трубопроводам тепловой сети:

1) отопительный температурный график: расчетный гидравлический режим

$$G_{\text{под}} = G_{\text{в.к}}^p + G_{\text{г.к}}^p; \quad G_{\text{обр}} = G_{\text{в.к}}^p;$$

проверочный режим при отсутствии водоразбора

$$G_{\text{под}} = G_{\text{обр}} = (1 + 0,5\alpha_{\text{в}}) G_{\text{в.к}}^p;$$

проверочный режим при максимальном водоразборе из подающей линии

$$G_{под} = (1 - 0,4\alpha_n) G_{н.в}^p + G_r^p;$$

$$G_{обр} = (1 - 0,4\alpha_n) G_{н.в}^p;$$

проверочный режим при максимальном водоразборе из обратной линии

$$G_{под} = (1 + 0,4\alpha_n) G_{н.в}^p;$$

$$G_{обр} = (1 + 0,4\alpha_n) G_{н.в}^p - G_r^p;$$

2) скорректированный температурный график:

расчетный гидравлический режим (при отсутствии водоразбора)

$$G_{под}^p = G_{обр}^p = G_{н.в}^p;$$

проверочный режим при максимальном водоразборе из подающей линии

$$G_{под} = (1 - 0,7\alpha_m) G_{н.в}^p + G_r^p;$$

$$G_{обр} = (1 - 0,7\alpha_m) G_{н.в}^p;$$

проверочный режим при максимальном водоразборе из обратной линии

$$G_{под} = (1 + 0,15\alpha_n) G_{н.в}^p;$$

$$G_{обр} = (1 + 0,15\alpha_n) G_{н.в}^p - G_r^p.$$

В приведенных формулах:

$G_{под}^p$ и $G_{обр}^p$ — расчетные расходы теплоносителя по подающей и обратной магистралям тепловой сети, т/ч; $G_{под}$ и $G_{обр}$ — проверочные расходы теплоносителя по подающей и обратной магистралям тепловой сети, т/ч; $G_{н.в}^p$ — расчетный расход сетевой воды на отопление и вентиляцию, т/ч; G_r^p — расчетный расход сетевой воды на циркуляцию в системах горячего водоснабжения, т/ч (при наличии регуляторов температуры горячей воды принимается с коэффициентом 0,8); G_r^p и G_r^m — средний и максимальный расходы сетевой воды на горячее водоснабжение, т/ч; α_r и α_n — отношения среднего и максимального расхода сетевой воды на горячее водоснабжение к расчетному расходу теплоносителя на отопление и вентиляцию у всех потребителей, присоединенных к магистрали.

Значения усредненных численных коэффициентов в приведенных формулах определены при величинах коэффициента часовой неравномерности водопотребления в системе теплоснабжения, лежащих в пределах 2–2,4. Построение проверочных гидравлических режимов производят исходя из потерь напора по каждому трубопроводу магистрали тепловой сети, соответствующих проверочным расходам теплоносителя:

$$\Delta H_{под} = \Delta H_{под}^p (G_{под} / G_{под}^p)^2;$$

$$\Delta H_{обр} = \Delta H_{обр}^p (G_{обр} / G_{обр}^p)^2,$$

где $\Delta H_{под}^p$ и $\Delta H_{обр}^p$ — расчетные потери напора по подающему и обратному трубопроводу магистрали тепловой сети, м; $\Delta H_{под}$ и $\Delta H_{обр}$ — потери напора по подающему и обратному трубопроводу магистрали тепловой сети при проверочном режиме, м.

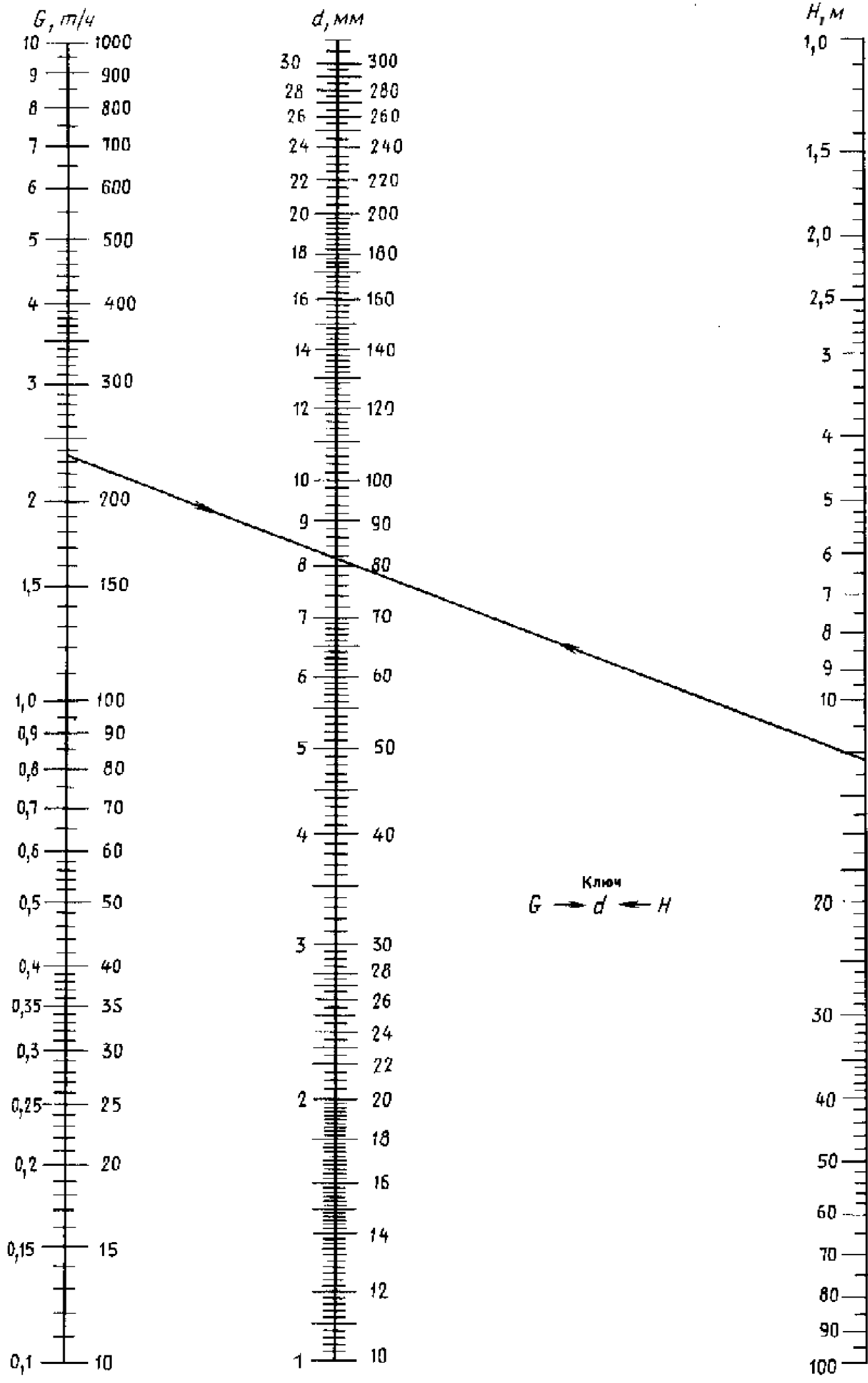
В открытой системе теплоснабжения необходимый напор сетевых насосов определяют при расчетном расходе теплоносителя по формуле (4.15). Производительность сетевых насосов определяют по величине проверочного расхода по подающей линии при максимальном водоразборе из нее. Аналогично находят и подачу подкачивающих насосов, установленных на подающей линии. Необходимый напор этих насосов при регулировании давления на выходе насосной станции определяют из пьезометрического графика подающей линии тепловой сети, построенного по величине проверочного расхода при максимальном водоразборе из подающей линии с учетом потерь напора в подогревательной установке источника тепла. Подачу и напор подкачивающих насосов, установленных на обратной линии тепловой сети, определяют по проверочным расходам сетевой воды и пьезометрическому графику, соответствующим отсутствию водоразбора.

Напор подпиточных насосов у источника теплоты и на насосных станциях определяют из условия поддержания в тепловых сетях статического режима, а производительность — по сумме максимального расхода воды на горячее водоснабжение и расхода на подпитку сети, указанного для закрытой системы теплоснабжения.

4.9. РАСЧЕТ СМЕСИТЕЛЬНЫХ И ДРОСЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

Стабилизацию гидравлического режима, поглощение избыточных напоров на тепловых пунктах и перед отдельными теплоприемниками при отсутствии автоматических регуляторов производят с помощью постоянных сопротивлений — сопел, элеваторов и дроссельных диафрагм. Элеваторы и смесительные насосы устанавливают на тепловых пунктах при непосредственном присоединении к тепловым сетям с пересетевой водой жилых и административно-общественных зданий. Элеваторы используют

Рис. 4.43. Номограмма для определения диаметра отверстия дроссельной диафрагмы



Поверхность нагрева отопительного прибора F (экв)
при температурных графиках, °C

150 - 70	130 - 70	95 - 70
----------	----------	---------

и температурах в помещениях, °C

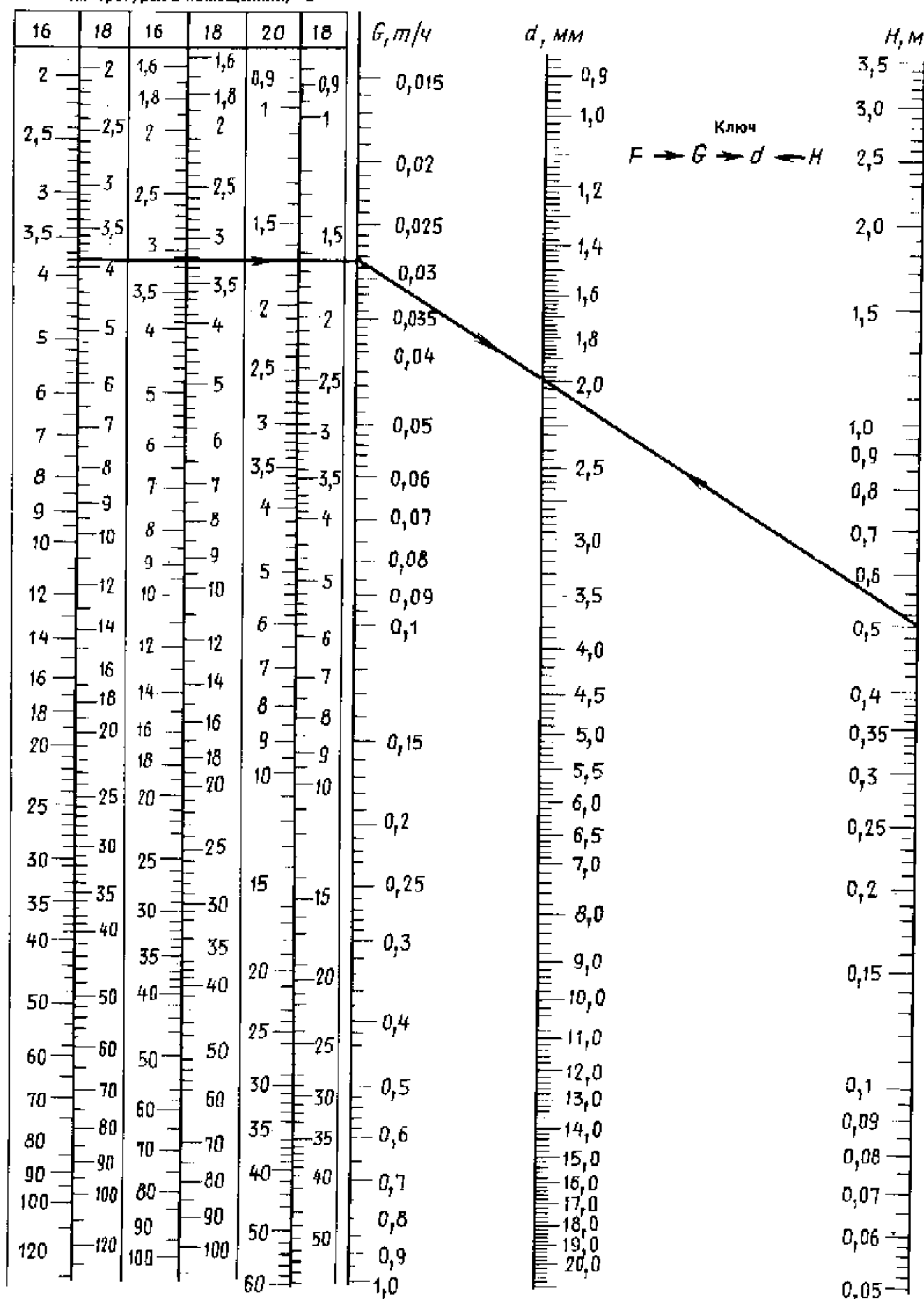


Рис. 4.44. Номограмма для определения диаметра отверстия дроссельной диафрагмы при малых расходах воды

для систем отопления с расчетными потерями напора не более 1,5–2 м. Смесительные насосы используют для подключения к сетям систем теплоснабжения с гидравлическим сопротивлением, превышающим указанные выше величины. Диаметры камер смешения, элеватора и сопел к ним рассчитывают по формулам, указанным в гл. 2.

Минимальные располагаемые напоры для работы элеватора вычисляют по формуле, указанной в гл. 2, и номограмме (см. рис. 2.84). Во избежание засорения сопла элеватора минимальный диаметр его отверстия принимают равным 3 мм. Номограмма для определения диаметра камеры смешения и номера элеватора показана на рис. 2.85. Номограмма для расчета диаметра отверстия сопла элеватора дана на рис. 2.86.

Подачу смесительного насоса рассчитывают по следующим формулам:

а) при установке насоса на перемычке между подающими и обратными трубопроводами (только смесительные функции)

$$G_n = 1,3 \cdot G_p u_p;$$

б) при установке насоса на подающем или обратном трубопроводе за подмешивающей перемычкой (смесительно-подкачивающие функции) —

$$G_n = 1,2 G_p (1 + u_p),$$

где G_n — подача насоса, т/ч; G_p — расчетный расход сетевой воды на систему отопления, т/ч; u_p — расчетный коэффициент смешения.

Дроссельные диафрагмы перед системами теплоснабжения или отдельными теплоприемниками устанавливают на подающем или обратном трубопроводе или на обоих трубопроводах в зависимости от необходимого для системы гидравлического режима. Например, при давлении в обратном трубопроводе тепловой сети, недостаточном для залива верхних точек системы отопления, дроссельную диафрагму устанавливают на обратном трубопроводе теплового пункта, создавая требуемый подпор для системы.

Диаметр отверстия дроссельной диафрагмы (мм) определяют по формуле

$$d = 10 \sqrt[4]{\frac{G^2}{\Delta H}},$$

где G — расчетный расход воды через дроссельную диафрагму, т/ч; ΔH — напор, дросселируемый диафрагмой, м.

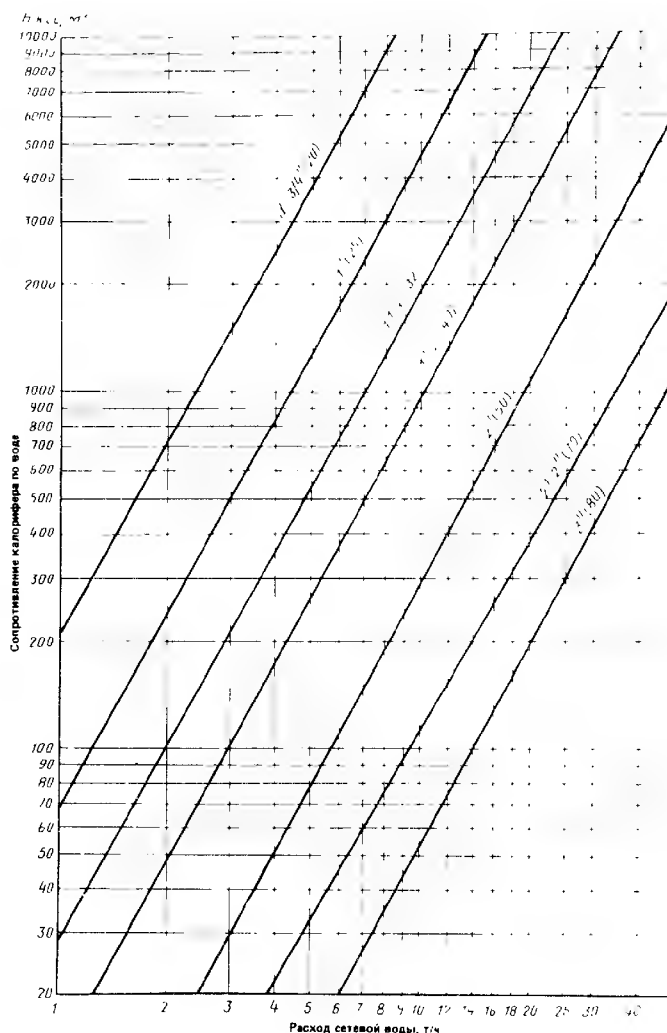


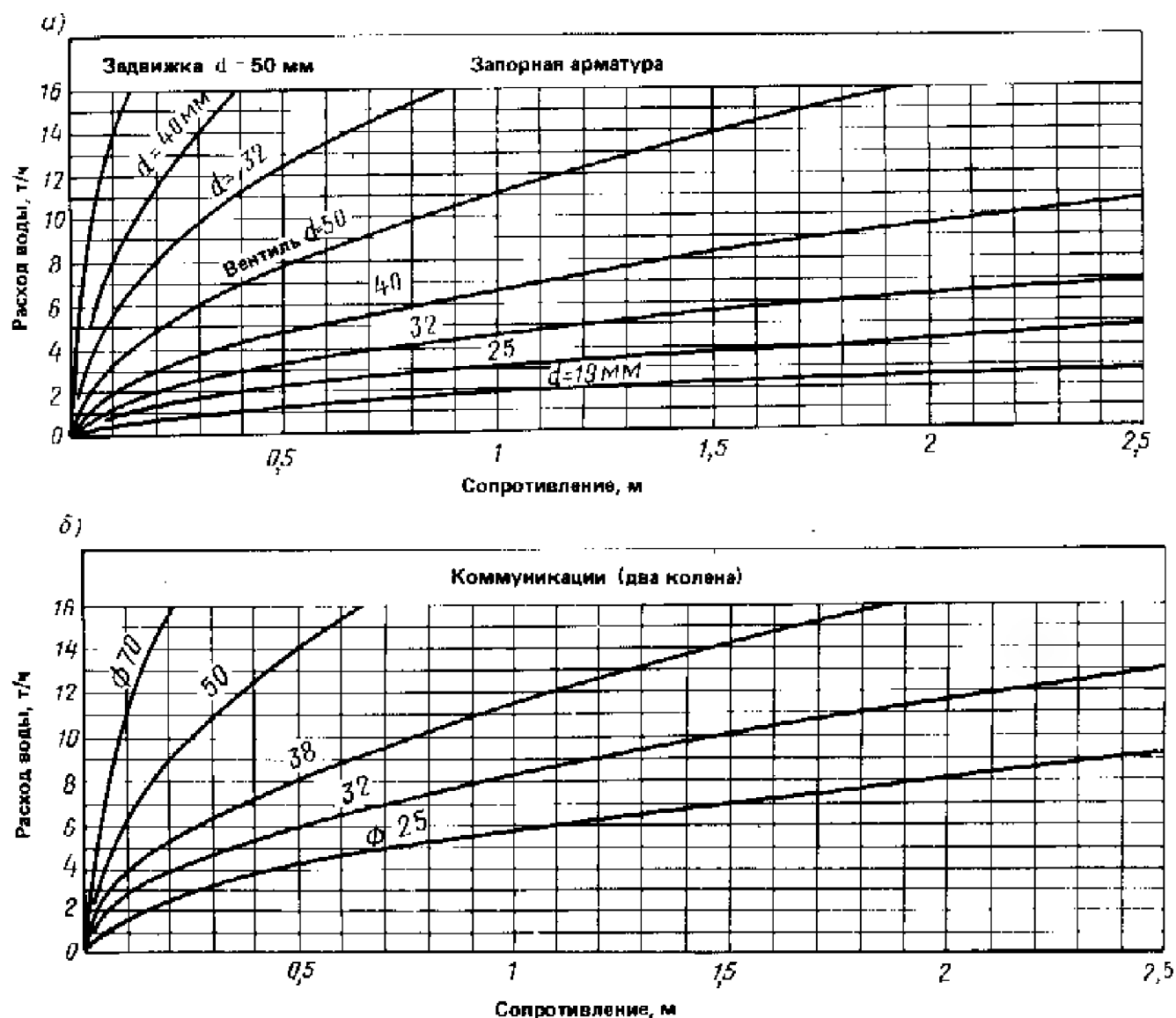
Рис. 4.45. Номограмма для определения гидравлического сопротивления одноходовых калориферов при различных диаметрах присоединительного патрубка

Дросселируемый в диафрагме напор находят как разность между располагаемым напором перед системой теплоснабжения или отдельным теплоприемником и гидравлическим сопротивлением системы (с учетом сопротивления установленных в ней дроссельных устройств) или сопротивлением теплоприемника. Номограммы для расчета дроссельных диафрагм показаны на рис. 4.43 и 4.44.

Гидравлическое сопротивление калориферных агрегатов рассчитывают с помощью номограммы. Сопротивление одноходовых калориферов определяют по номограмме (рис. 4.45), для многоходовых калориферов умножают на поправочный коэффициент (в зависимости от числа ходов), который указан в табл. 4.18. Гидравлическое сопротивление запорной арматуры и коммуникаций находят по номограмме (рис.

Таблица 4.18. ПОПРАВочНЫЕ КОЭФФИЦИЕНТЫ ДЛЯ УЧЕТА ВЛИЯНИЯ ЧИСЛА ХОДОВ В МНОГОХОДОВЫХ КАЛОРИФЕРАХ НА ВЕЛИЧИНУ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ

Число ходов в калорифере	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Поправочный коэффициент	1	1,5	2	2,7	3,4	4,1	4,7	5,4	6,1	6,8	7,5	8,2



4.46). Номограмма для определения гидравлического сопротивления воздухоподогревателей кондиционеров показана на рис. 4.47. Гидравлическое сопротивление водо-водяных подогревателей рассчитывают по методике, изложенной в гл. 2.

Во избежание засорения не следует устанавливать дроссельные диафрагмы с диаметром отверстия менее 2,5 мм. При расчетном диаметре диафрагмы менее 2,5 мм избыточный напор дросселируют в двух диафрагмах, устанавливая их последовательно (на расстоянии не менее 10 диаметров трубопроводов), либо

Рис. 4.46. Номограмма для определения гидравлического сопротивления запорной арматуры (а) и коммуникаций (б)

на подающем и обратном трубопроводах. Дроссельные диафрагмы, как правило, устанавливают во фланцевых соединениях (на тепловом пункте после грязевика) между запорной арматурой, что позволяет заменить их без спуска воды из системы.

При необходимости установки дроссельной диафрагмы на тепловой сети ее устанавливают на специальном байпасе (рис. 4.48). В этом слу-

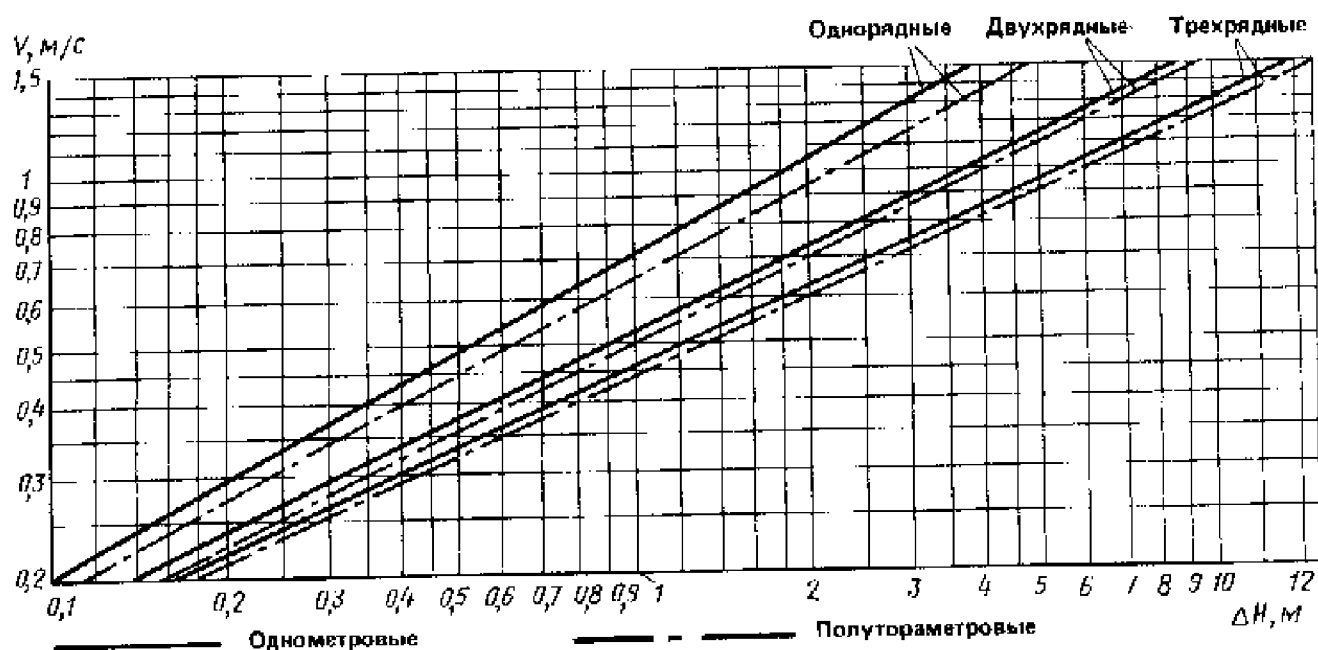


Рис. 4.47. Номограммы для определения гидравлического сопротивления воздушонагревателей кондиционеров типа КТ

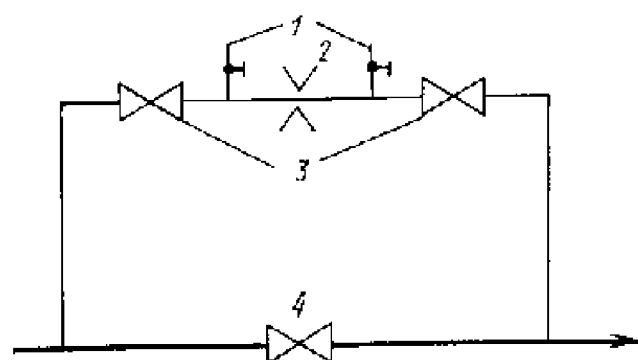


Рис. 4.48. Схема байпаса для установки дроссельной диафрагмы на трубопроводе тепловой сети
1 — вентили Ø 15 мм для продувки диафрагмы и измерения давления; 2 — дроссельная диафрагма; 3, 4 — задвижки

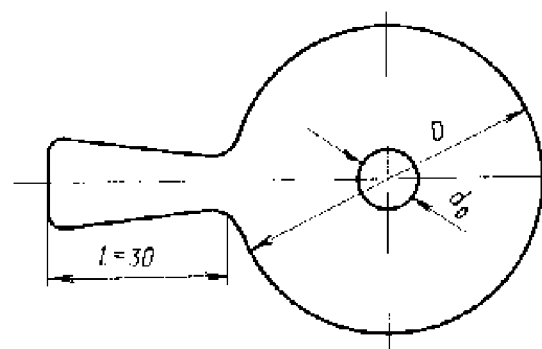


Рис. 4.50. Дроссельная диафрагма для установки во фланцевых соединениях

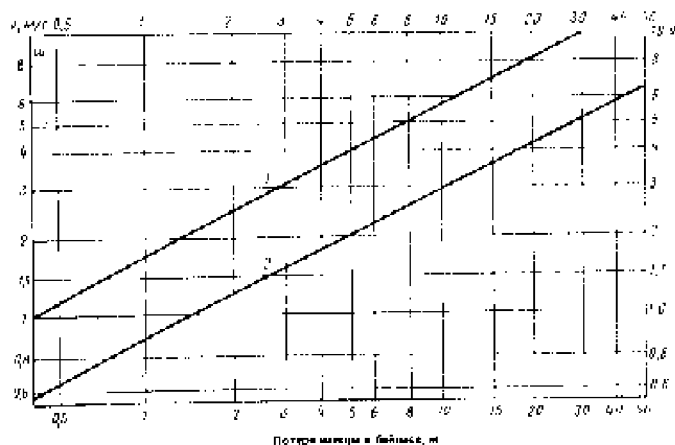


Рис. 4.49. Номограмма для определения потерь напора в байпасе
1 — байпас с задвижкой; 2 — байпас с вентилем

Таблица 4.19. РАЗМЕРЫ ДРОССЕЛЬНОЙ ДИАФРАГМЫ ДЛЯ УСТАНОВКИ ВО ФЛАНЦЕВЫХ СОЕДИНЕНИЯХ, мм

Условный диаметр трубы D_n	Наружный диаметр диафрагмы D	Длина хвостовика l	Толщина диафрагмы b	Диаметр отверстия d
20	61	50	2	3
25	71	60		
32	84	60		
40	92	65		
50	107	75		
70	127	75		
80	142	75		
100	162	90		
125	192	90	3—4	По расчету
150	217	90		
200	272	100		

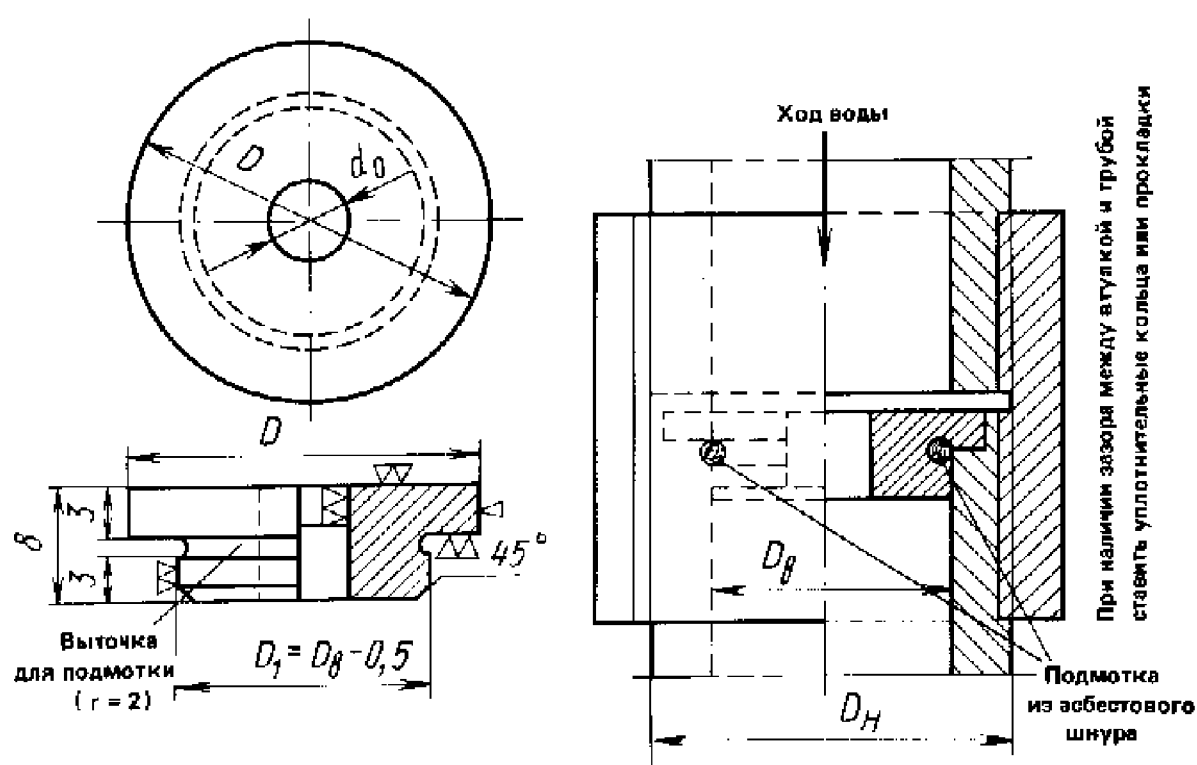


Рис. 4.51. Дроссельная диафрагма для установки в резьбовых соединениях

чае при расчете дроссельной диафрагмы учитывают сопротивление байпаса. Номограмма для определения потерь напора в байпасе показана на рис. 4.49. Дроссельная диафрагма из листовой стали, устанавливаемая во фланцевых соединениях, показана на рис. 4.50, основные размеры диафрагмы приведены в табл. 4.19.

В отдельных случаях, например, на стояках отопительных систем, диафрагмы устанавливают в резьбовые соединения — сгоны (рис. 4.51). Основные размеры диафрагмы для установки в сгоны приведены в табл. 4.20.

Таблица 4.20. РАЗМЕРЫ ДРОССЕЛЬНЫХ ДИАФРАГМ ДЛЯ УСТАНОВКИ В СГОНЫ, ММ

Диаметр условного прохода трубы D_c		D_0	D	D_8	D_1	d_0
мм	дюйм					
15	1/2	21,25	18,6	15,7	15,2	По расчету
20	3/4	26,75	24,1	21,3	20,7	
25	1	33,5	30,3	27	26,5	
38	1 1/4	42,25	38,9	35,7	35,2	
40	1 1/2	48	44,8	41	40,5	
50	2	60	56,6	53	52,5	
63	2 1/2	75,5	72,2	68	67,5	

4.10. РЕГУЛИРОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Регулирование тепловых сетей является заключительным этапом проведения наладочных работ. Задача регулирования состоит в том, чтобы в работающей тепловой сети достигнуть расчетных (заданных) гидравлических и тепловых режимов и нормального теплоснабжения всех подключенных потребителей. Регулирование следует проводить во всех звеньях системы: в теплоприготовительной установке источника теплоты, тепловых сетях, тепловых пунктах и местных системах теплоснабжения.

При регулировании системы теплоснабжения обеспечивают расчетную циркуляцию воды в тепловых сетях, распределение теплоносителя между всеми подключенными системами теплоснабжения, а внутри них распределение теплоносителя по теплоснабжающим приборам в строгом соответствии с расчетной тепловой нагрузкой. Распределение теплоносителя между теплоснабжающими приборами в соответствии с их нагрузкой обеспечивает в помещениях расчетную внутреннюю температуру при условии соответствия поверхности нагрева установленных отопительно-вентиляционных приборов расчетным теплотериям этих помещений. В противном случае результаты регулировки позволяют дать рекомендации об изменении установленной поверхности нагрева.

Систему теплоснабжения регулируют после выполнения всех предварительно разработанных мероприятий по наладке. При этом должна быть обеспечена работа автоматики, установленной у источника теплоты, на сети, в насосных станциях и на тепловых пунктах для поддержания заданного гидравлического режима, нормальной работы местных систем и безаварийной работы сети. Мероприятия по наладке производят до начала отопительного сезона, так как их выполнение при функционировании системы теплоснабжения связано с необходимостью отключения отдельных участков сетей, тепловых пунктов и может привести к нарушениям в теплоснабжении потребителей.

Регулировке подлежат все абоненты, подключенные к сетям от одного источника теплоты. Если какой-либо потребитель в данной системе теплоснабжения не подвергается наладке, он должен быть на тепловом пункте строго ограничен по расходомеру расчетным расходом воды с помощью регулятора расхода или при его отсутствии – дроссельной диафрагмой, задвижкой и т.п. Регулировка систем теплоснабжения и отдельных теплопотребляющих приборов сводится к проверке соответствия фактических расходов воды расчетным.

При отсутствии контрольно-измерительных приборов соответствие фактического расхода воды расчетному определяется температурным перепадом воды в системе или в отдельном теплопотребляющем приборе. В этом случае под расчетным расходом понимают расход воды (в системе теплоснабжения или в теплопотребляющем приборе), обеспечивающий выдерживание заданного температурного графика. Малый температурный перепад указывает на повышенный расход воды и соответственно завышенный диаметр отверстия дроссельной диафрагмы или сопла элеватора, большой – на сниженный расход воды и соответственно заниженный диаметр отверстия дроссельной диафрагмы или сопла элеватора.

Соответствие фактического расхода воды расчетному с достаточной для наладочных работ точностью устанавливают по следующим зависимостям.

для систем теплоснабжения, подключенных к сетям через элеваторы или подмешивающие насосы.

$$y = \frac{G'}{G} = \frac{(t'_1 - t_2)(t'_1 + t'_2 - 2t'_a)}{(t_1 - t_2)(t_1 + t_2 - 2t_a)},$$

где $y = G'/G$ – отношение фактического расхода сетевой воды, поступающей в отопительную систему, к расчетному, t'_1, t'_2, t'_a – соответственно замеренные на тепловом вводе температуры воды в подающем трубопроводе, смешанной и обратной воды, °С, t_1 и t_2 – температуры смешанной и обратной воды по температурному графику, соответствующие замеренной температуре воды в подающем трубопроводе, °С, t_a и t'_a – фактическая и расчетная температура воздуха внутри помещений, °С.

для системы теплопотребления жилых зданий, присоединенных к сетям без элеватора,

$$y = \frac{(t'_1 - t_2)(t'_1 + t'_2 - 2t'_a)}{(t_1 - t_2)(t_1 + t_2 - 2t_a)}, \quad (4.17)$$

для систем теплопотребления производственных зданий с низкой теплоаккумулирующей способностью ограждений, подключенных к сетям без элеватора,

$$y = \frac{(t_1 - t_2)(t'_1 + t'_2 - 2t'_a)}{(t_1 - t_2)(t_1 + t_2 - 2t_a)}, \quad (4.18)$$

где t_1 и t_2 – температуры воды в подающем и обратном трубопроводах по температурному графику при фактической температуре наружного воздуха, °С; t'_a – фактическая температура наружного воздуха, °С.

для отопительно-вентиляционных калориферных установок, работающих с забором наружного воздуха, относительный расход воды определяют по формуле (4.18), а для рециркуляционных отопительно-вентиляционных агрегатов – по формуле (4.17);

фактический коэффициент смешения элеватора определяют по формуле

$$\alpha' = (t'_1 - t'_2)/(t'_1 - t'_2), \quad (4.19)$$

Скорректированный диаметр отверстия дроссельной диафрагмы в случае возможности определения фактического гидравлического сопротивления системы теплопотребления находят по формуле

$$d' = d \sqrt[4]{\frac{H - h'}{y^2 H - h'}},$$

где d – первоначальный диаметр отверстия диафрагмы, мм; H – расчетная напор перед системой теплопотребления, м; h' – фактическое гидравлическое сопротивление системы теплопотребления, м.

В случае, когда фактическое гидравлическое сопротивление системы теплопотребления измерить невозможно, скорректированный диаметр отверстия дроссельной диафрагмы определяют по формуле

$$d' = d \sqrt[4]{\frac{H/y^2 - h}{H - h}},$$

где h — расчетное гидравлическое сопротивление системы теплоснабжения, м.

При малом гидравлическом сопротивлении по сравнению с располагаемым напором перед системой для нахождения скорректированного диаметра дроссельной диафрагмы используют формулу

$$d' = d / \sqrt[4]{\eta}, \quad (4.20)$$

По формуле (4.20) определяют скорректированный диаметр сопла элеватора.

Температуры на тепловом пункте замеряют при стабильной в течение 1–2 ч температуре воды в подающем трубопроводе, не отличающейся от заданной по температурному графику более чем на $\pm 5^\circ\text{C}$.

Сопла элеваторов и дроссельных диафрагм заменяют при значениях η , меньших 0,9 или больших 1,15, если установленная поверхность нагрева отопительных приборов соответствует теплотерям помещения. Если фактически установленная поверхность нагрева не соответствует теплотерям, замену сопел элеваторов и дроссельных диафрагм производят после анализа внутренней температуры в помещениях. При избыточных поверхностях нагрева система теплоснабжения должна работать с относительным расходом воды $\eta < 1$ и соответственно завышенным против расчетного температурным перепадом на тепловом пункте. При недостатке поверхности нагрева необходимо дополнительно установить теплоснабжающие приборы.

При горизонтальной или вертикальной разрегулировке системы отопления производят допонигольную регулировку с помощью вентилей или кранов, установленных на стояках и подводках к приборам. В ряде случаев такую регулировку возможно выполнить только с помощью дроссельных диафрагм. При горизонтальной разрегулировке диафрагмы устанавливают на всех стояках системы, увязывая таким образом кольца отопительной системы по гидравлическому сопротивлению. Диаметры отверстий диафрагм определяют по номограмме, показанной на рис. 4.44. При вертикальной разрегулировке однотрубной системы с замыкающими участками проводят следующие мероприятия по регулировке:

а) при перегреве приборов верхних этажей и недогреве приборов нижних этажей устанавливают диафрагмы на подводках к отопитель-

ным приборам верхних этажей, снимают секции с приборов верхних этажей, увеличивают диаметры перемычек на верхних этажах, снимают перемычки на первых этажах, увеличивают коэффициент смещения элеватора;

б) при равномерном недогреве отопительных приборов верхних этажей и одновременном перегреве приборов нижних этажей уменьшают коэффициент смещения элеватора путем прикрытия задвижки после элеватора;

в) при недогреве отопительных приборов верхних этажей на отдельных стояках устанавливают диафрагмы на замыкающих участках стояков на верхних этажах.

Перед регулировкой систему теплоснабжения промывают и полностью удаляют воздух из приборов и трубопроводов. Необходимо следить за соблюдением требуемых уклонов разводящих магистралей и подводов к нагревательным приборам, обеспечивающим удаление воздуха из систем отопления, а также за горизонтальностью установки радиаторов во избежание образования в них воздушных мешков.

Регулировка систем теплоснабжения с подмешивающим насосом на тепловом пункте заключается в создании расчетной циркуляции в системе для обеспечения температурного перепада, что достигается изменением фактического коэффициента смещения, определяемого по формуле (4.19). Коэффициент смещения насосной установки изменяют соответствующей настройкой регуляторов расхода и смещения. При отсутствии автоматических регуляторов расхода и смещения коэффициент смещения изменяют с помощью задвижек.

При регулировке систем с подмешивающим насосом возможны два варианта, когда располагаемый напор сети на тепловом вводе больше расчетных потерь напора в системе отопления и когда он равен или меньше их. В первом варианте напор, развиваемый подмешивающим насосом при требуемом расходе, равном расчетному расходу подмешиваемой воды, должен быть не меньше расчетных потерь напора в системе теплоснабжения. Коэффициент смещения регулируют напорной задвижкой насоса и задвижкой на подающем трубопроводе ввода. Во втором варианте, когда располагаемый напор сети на тепловом вводе равен или меньше расчетных потерь напора в системе теплоснабжения, подмешивающий насос должен одновременно выполнять функции подкачивающего.

В этом случае напор, развиваемый насосом при требуемом расходе, равном расчетному расходу в системе, также должен быть не меньше расчетных потерь напора в системе теплопотребления.

Коэффициент смещения регулируют задвижками на линии смещения и на подающем трубопроводе явота (при установке насоса на подающем трубопроводе) или задвижкой на об-

ратном трубопроводе (при установке насоса на обратном трубопроводе). После установления необходимого коэффициента смещения напоры, дросселируемые задвижками, должны быть поглощены дроссельными диафрагмами, а задвижка полностью открыта. При избыточном напоре насоса рекомендуется (при отсутствии насоса с необходимой характеристикой) уменьшить диаметр рабочего колеса.

ГЛАВА 5. СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И АВТОМАТИЗАЦИИ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

5.1. КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ

Приборы для измерения температуры. **Термометры технические ртутные** (ГОСТ 2823-73*Е) предназначены для измерения температуры при контроле температурного режима. Основные достоинства прибора — простота конструкции и достаточно высокая точность измерений. Недостатки — плохая видимость шкалы, невозможность автоматизации измерений. Диаметр оболочки термометра: верхней части 18 ± 1 мм; погружаемой части 7,5 мм. Основные технические данные приведены в табл. 5.1—5.5.

Термометр лабораторный нормальный типа ТЛ-4 (ГОСТ 215-73*Е) предназначен для точного измерения температуры при тепловых испытаниях.

Термометры электроконтактные (ГОСТ

9871—75*Е) предназначены для замыкания и размыкания цепи электрического тока с целью поддержания заданной (тип ТЗК) или любой (тип ТПК) температуры и сигнализация о ее достижении. Изготавливают прямые (П) и угловые (У) термометры с диаметром оболочки в верхней части 18 мм и нижней части 9 мм.

Термометры манометрические. Основные достоинства — простота конструкции, возможность дистанционного измерения температуры и автоматической записи показаний. Недостатки — невысокая точность измерения, небольшое расстояние дистанционной передачи показаний, трудность ремонта. Рекомендуется применять следующие типы манометрических термометров: 1) ТГС-711 (712) — термометры манометрические газовые самопишущие. Привод диаграммы: ТГС-711 — от синхронного микродвигателя переменного тока; ТГС-712 — от часового ме-

Таблица 5.1. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ РТУТНЫХ ТЕРМОМЕТРОВ

Номер термометра	Предел измерений	Цена деления шкалы, °С, при длине верхней части, мм		Длина погружаемой части термометра, мм	
		240	160	прямого (П)	углового (У)
2	$30...+50$	0,1 и 1	1	66, 103	104, 141
4	$0...+100$	1	1	163, 253	201, 253
5	$0...+150$	1 и 2	2	403, 633	441, 671
6	$0...+200$	1 и 2	2	1003	1041

Примечания: 1. Погрешность показателя — не выше одного деления шкалы. 2. Изготавливает термометры Калининское ЦО «Термоприбор».

Таблица 5.2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЛАБОРАТОРНЫХ ТЕРМОМЕТРОВ

Номер термометра	Пределы измерения, °С	Цена деления шкалы, °С	Погрешность показаний, °С	Общая длина, мм	Диаметр оболочки, мм
1	30 — +20	0,1	±0,3	530	11
2	0 — +55		±0,2		
3	59 — +105		+0,2		
4	100 — +155		±0,4		
5	150 — +205		±0,4		

Примечание. Изготавливает прибор Клиское ПО «Термоприбор»

Таблица 5.3. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОКОНТАКТНЫХ ТЕРМОМЕТРОВ

Термометры		Пределы измерения, °С	Цена деления шкалы, °С		Длина верхней части, мм	Длина нижней части, мм	
тип	№		П	У		П	У
ТЭК	1	0 — +50	1	1, 2	200	80, 100	130, 150
	2	0 — +100	1	1, 2, 5		120, 160	170, 210
	3	0 — +100	2; 5	2,5		200, 250	250, 300
ТНК						320, 400, 500,	370, 450, 550,
						630, 800, 1000	680, 850, 1050
	1	0 — +50	1	—	330	80, 100,	130, 150,
	2	50 — +100				120, 160,	170, 210,
	3	—30 — +70	2			200, 250,	250, 300,
	4	0 — +100				320, 400, 500	370, 450
	5	50 — +150	—	—		—	—
	6	100 — +200	—	—		—	—

Примечания: 1. Изготавливает прибор Клиское ПО «Термоприбор». 2. Термометры типа ТЭК имеют 1...3 точки контактирования.

Таблица 5.4. ПРЕДЕЛЫ УСТАНОВКИ ТОЧЕК КОНТАКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОКОНТАКТНЫХ ТЕРМОМЕТРОВ

Номер термометра	Предел установки точек контактирования, °С	Минимальный интервал между точками, °С
1	5—45	5
2	10—90	10
3	20—180	20

Таблица 5.5. ДОПУСТИМАЯ ПОГРЕШНОСТЬ КОНТАКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОКОНТАКТНЫХ ТЕРМОМЕТРОВ

Число точек контактирования	Пределы измерения, °С	
	0—100	101—200
1	1	2
2		
3	2	3

ханизма с 8-суточным заводом; 2) ТГ2С-711 (712) — термометры манометрические газовые самопишущие для двух температур; 3) ТПГ4 —

термометры манометрические показывающие газовые; 4) ТСМ-100 (200) термометры манометрические сигнализирующие. Технические характеристики манометрических термометров приведены в табл. 5.6.

Приборы для измерения давления. В теплоснабжении для измерения давления используют манометры избыточного давления. Манометры могут быть показывающими, самопишущими, электрическими с дистанционной передачей показаний, могут иметь дополнительные сигнализирующие и регулирующие устройства. Выпускают манометры следующих верхних пределов измерений: 0,6; 1,0; 1,6; 2,5; 4,0; 6,0; 10; 16; 25 и т.д. до 10 000 кгс/см² (1000 МПа). Нижний предел у всех приборов равен нулю. Перегрузка манометров по давлению допускается не более 25 %. Приборы выпускают в корпусах диаметром 40, 60, 100, 160, 250 мм. Класс точности технических приборов — 0,6—4,0. Наиболее высокий класс точности имеют приборы в корпусах диаметром 160 и 250 мм.

Таблица 5.6. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МАНОМЕТРИЧЕСКИХ ТЕРМОМЕТРОВ

Параметр	ТГС-711 (ТГ2С-711)	ТГС-712 (ТГ2С-712)	ТСМ-100	ТСМ-200
Класс точности	1; 1,5	1; 1,5	2,5 и 1,0	2,5 и 1,0
Пределы измерений, °С	0—160	0—160	0—100	0—200
Глубина погружения термобаллона, мм	160; 200; 250; 315; 400; 500	160; 200; 250; 315; 400; 500	160; 250; 400; 630; 1000	160; 250; 400; 630; 1000
Длина капилляра, мм	2,4; 6; 10; 16; 25	2,4; 6; 10; 16; 25	1; 1,6; 2,5; 4; 6; 10	1; 1,6; 2,5; 4; 6; 10
Напряжение питания, В	200	—	—	—
Время одного оборота диафрагмы, ч	12,24	—	—	—
Масса, кг	13	—	—	—
Завод-изготовитель	«Теплоконтроль» Казань	—	—	«Теплоконтроль» Сафоново

Примечание. Пример оформления заказа: термометр манометрический самопишущий газонный типа ТГ2С-711, пределы измерения 0—160°С, время одного оборота диафрагмы 12 ч, глубина погружения термобаллона 200 мм, длина капилляра 6 м, исполнение обыкновенное, 2 шт.

Таблица 5.7. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МАНОМЕТРОВ

Параметр	ОБМ-160	ОБМ1-100	М-250	МДФ1-100	МЛ-1227	МО-1227	МО-1215	МТ2С-711 (712)	МТС-711 (712)
Верхний предел измерений, кгс/см ²	1; 1,6; 6; 10	2,5; 4; 16; 25	6; 10; 16; 25	10	1; 1,6; 10; 16	2,5; 4; 6; 25	6;	10; 16;	25
Класс точности	1,5	2,5	1,5	1,5	а) —0,6	а) 0,15	а) 0,15	а) 0,15	а) 0,15
Масса, кг	1,4	0,8	2,7	1,4	2	6	2	10	13
Завод-изготовитель	Томский манометровый з-д	Томский манометровый з-д	Томский манометровый з-д	Московский приборостроительный «Манометр»	Московский приборостроительный «Манометр»	Московский приборостроительный «Манометр»	Казанский «Теплоконтроль»	Казанский «Теплоконтроль»	Казанский «Теплоконтроль»

Рекомендуются к применению следующие типы манометров:

ОБМ-160, ОБМ1-100, М-250 — манометры показывающие пружинные;

МДФ1-100 — манометр показывающий дифференциальный, служит для одновременного измерения двух различных давлений;

МЛ-1227 — манометр показывающий лабораторный, модель 1227, служит для измерения давления в лабораторных условиях, а также для проверки манометров класса 2,5 и ниже;

МО-1227 (1215) — манометр показывающий образцовый, модель 1227 (1215); назначение — проверка рабочих приборов;

МТ2С-711 (712) — манометры показывающие самопишущие для записи двух параметров. Модель 711 имеет привод диаграммы от синхронного микродвигателя, модель 712 — от часового механизма;

МТС-711 (712) — то же, что и МТ2С, но для измерения одного параметра;

ЭКМ-IV — манометры электроконтактные, предназначены для измерения, сигнализации или позиционного регулирования давления;

МЭД-2364 — манометры электрические, модель 2364 с дифференциально-трансформаторным датчиком, применяются для дистанционного измерения, записи и регулирования давления, в комплексе со вторичными приборами типов ДС, ДСМ, КДС и др.;

ДММ — манометр дифференциальный с индуктивным датчиком, предназначен для образования перепада давлений в сигнал переменного тока.

Технические характеристики манометров приведены в табл. 5.7.

Приборы для измерения расхода. Для измерения расхода применяют *расходомеры* и *счетчики количества вещества*. В теплотехнической практике наибольшее распространение получило измерение расхода по перепаду давлений на стандартном сужающем устройстве — *измерительной диафрагме*. В комплект прибора входят: измерительная диафрагма; дифференциальный манометр и вторичный показывающий или самопишущий прибор расходомер. Вторичный прибор может быть снабжен дополнительными устройствами для под-

**Таблица 5.8. ТЕХНИЧЕСКИЕ
ХАРАКТЕРИСТИКИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ
ДИАФРАГМ**

Параметр	Диафрагма камерная (ДК)	Диафрагма бескамерная (ДБ)
Класс	0,6; 1; 1,5; 2,5; 4,0	0,6; 1; 1,5; 2,5
Модуль	0,05-0,7	0,05-0,7
Внутренний диаметр трубопровода, мм	30-500	400-1400
Условное давление, кгс/см ²	6; 25	2,5; 6; 10; 16; 25
Число пар отборов импульса	1-1	-

Примечания: 1. Заводы-изготовители: «Манометр», г. Москва; «Теплоконтроль», г. Казань; «Теплоприбор», г. Рязань; Опытный завод САУ г. Харьков; з-д «Геофизприбор», г. Иваново-Франковск. 2. Диафрагмы поставляют только комплектом с дифманометрами.

счета количества вещества (интегратор), сигнализации, регулирования.

Измерительные диафрагмы изготовляют из нержавеющей стали X17, 1X18H9T. На них наносят следующие обозначения: заводской номер, диаметр проходного сечения отверстия при 20 °С, мм; внутренний диаметр трубопровода при 20 °С, мм; стрелку, указывающую направление потока, марку материала; знаки «+» и «-» соответственно на переднем и заднем корпусах камеры или на торцах диафрагмы. Технические характеристики измерительных диафрагм приведены в табл. 5.8.

Из *дифманометров* в теплоснабжении используют поплавковые и сильфонные самопишущие дифманометры-расходомеры, а также мембранные дифманометры с электрическим датчиком в комплекте со вторичными приборами. Рекомендуется применять следующие типы дифманометров: **ДМ-3564** — дифманометр мембранный бесшкальный с электрической дистанционной передачей, модель 3564; **ДСС-710-4**, **ДСС-710ч-4** — дифманометр сильфонный самопишущий. Модель 710 имеет привод диаграммы от микродвигателя, модель 710 ч — от часового механизма, **ДСС-732-4**, **ДСС-732ч-4** — дифманометр сильфонный самопишущий с интегратором и дополнительной записью давления; **ДП-710Р-**, **ДП-710чР** — дифманометр поплавковый самопишущий. Технические характеристики дифманометров приведены в табл. 5.9.

Применяются следующие типы вторичных приборов: **ВД** — приборы полупроводниковые автоматические показывающие и самопишущие

с дифференциально-трансформаторной измерительной схемой, с плоской круглой шкалой; **КВД-1** — приборы автоматические показывающие с вращающимся цилиндрическим циферблатом, с дифференциально-трансформаторной измерительной схемой; **ДС-1** — приборы электронные автоматические показывающие и регистрирующие с дифференциально-трансформаторной схемой, с записью на ленточной диаграмме, **ДСМ** — приборы электронные автоматические показывающие и регистрирующие с дифференциально-трансформаторной измерительной схемой, миниатюрные; **КСД-3** — приборы контроля с дифференциально-трансформаторной схемой, показывающие и регистрирующие с записью на дисковой диаграмме. Технические характеристики вторичных приборов приведены в табл. 5.10.

Электромагнитный расходомер ИР-51 предназначен для измерения объемного расхода невзрывоопасных сред. Расходомер состоит из преобразователя расхода ПРИ и измерительного устройства ИУ-51. Токовый выход расходомера обеспечивает использование аналоговых приборов системы ГСП, стандартных самопишущих миллиамперметров и потенциометров постоянного тока КС2, КС4 и др. Для определения суммарного объемного количества измеряемой среды расходомер укомплектован интегратором С-1М или С-1АМ.

Преобразователь расхода ПРИ. Преобразователь расхода расходомера состоит из двух основных узлов — трубы с фланцами (корпуса) и электромагнита. Трубы всех типоразмеров преобразователя имеют принципиально одинаковую конструкцию. Они изготовлены из немагнитной нержавеющей стали. Внутренняя поверхность трубы покрыта изоляционным материалом. В среднем сечении трубы диаметрально противоположно в стенку введены два электрода. По обе стороны трубы размещен электромагнит так, что электроды находятся в середине зоны магнитного поля. Обмотка возбуждения электромагнита состоит из двух одинаковых катушек, расположенных по обе стороны трубы.

Измерительное устройство ИУ-51. Измерительное устройство состоит из корпуса, шасси, трех металлических рам с печатными платами, двух дросселей с датчиками и трех трансформаторов (входного, сетевого и обратной связи). На лицевой части шасси расположены: стрелочный прибор градуированный от 0 до 100 %, прибор

Таблица 5.9. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ДИФМАНОМЕТРОВ

Параметр	ДМ-3564	ДСС-7104-4	ДСС-732-4	ДП-7104Р
Класс точности	1,6	1; 1,5	—	1
Максимальный перепад давления, кгс/см ²	0,016—6,3	0,4—0,63	1, 1,6	0,063—1
Максимальная высота уровня, см под ст.	160—6300	400—1600	—	630—1000
Масса, кг	16	40	40	50
Завод-изготовитель	Москва. «Манометр»	Казань, «Теплоконтроль»		

Таблица 5.10. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВТОРИЧНЫХ ЭЛЕКТРОННЫХ ПРИБОРОВ

Параметр	ВМД	КВД	ДС	ДСМ	КСД-3
Верхние значения по шкале: манометра, кгс/см ² дифманометра, м ³ /ч расходомера, м ³ /ч уровнемера, см	0,6—25 4—6,3 $A = a \cdot 10$ 24—6300				
Напряжение питания, В	127/220				
Масса, кг	6,5	15	20	20	220 15
Завод-изготовитель	«Автоматика», Кировоград	«Мукачев- прибор»	—	«Львов- прибор»	«Тепло- прибор», Челябинск

Примечания. 1. Класс точности всех вторичных приборов соответствует единице 2. Величина $a=1; 1,25; 1,6; 2; 2,5; 3,2; 4; 5; 6,3; 8$.

корректор нуля расходомера, сигнальная лампа и сетевой выключатель измерительного устройства. Работа расходомера основана на явлении электромагнитной индукции. При прохождении электропроводной жидкости через однородное магнитное поле в ней, как в движущемся проводнике, наводится электродвижущая сила, которая снимается электродами и подается на измерительное устройство, преобразующее этот сигнал в унифицированный выходной сигнал постоянного тока. Мгновенный расход жидкости определяют по стрелочному прибору, суммар-

ный с помощью дополнительного интегратора С-1М (С-1АМ).

Расходомер ИР-51 допускает круглоосуточную работу. Пределы измерения расходомера в зависимости от применяемого преобразователя приведены в табл. 5.11. Присоединение преобразователя к трубопроводу — фланцевое, стандартное. Потребляемая мощность, масса и габаритные размеры преобразователей расхода приведены в табл. 5.12.

Счетчики жидкостей скоростные (водомеры) предназначены для измерения суммарного расхода чистой жидкости, протекающей по трубопроводу. При малых расходах применяются крыльчатые счетчики типа УВК (ГОСТ 6019—83), при больших расходах — турбинные счетчики типов ВТ и ВТГ (ГОСТ 14167—83). Технические характеристики водомеров приведены в табл. 5.13. Основные технические данные: рабочее давление 10 кгс/см² (1 МПа) основная погрешность равна $\pm 5\%$ в интервале от нижнего предела измерения до величины расхода и 10 % — от верхнего предела, в остальном диапазоне основная погрешность $\pm 2\%$, температура измеряемой среды $+30^\circ\text{C}$ для счетчиков типов УВК и ВТ и $+90^\circ\text{C}$ — для счетчиков типа ВТГ. Присоединение к трубопроводу штуцерное у крыльчатых счетчиков и фланцевое — у турбинных счетчиков. Изготавливает Кировоградский приборостроительный завод (все типы,

Технические характеристики ИУ-51

Класс точности по токовому выходу	1,0
Длина линий связи между преобразователем расхода и измерительным устройством, м, не более	100
Выходной токовый сигнал пропорциональный мгновенному расходу измеряемой среды, МА	0,5
Питание расходомера	От сети переменного тока напряжением 220 В, частотой 50 Гц
Время установления рабочего режима, ч	1
Потребляемая мощность измерительного устройства, ВА, не более	15
Масса измерительного устройства, кг, не более	14
Габаритные размеры измерительного устройства, мм	160 × 215 × 465

Таблица 5.11. ВЕРХНИЕ ПРЕДЕЛЫ ИЗМЕРЕНИЯ РАСХОДОМЕРА, м³/ч

Условное обозначение преобразователя расхода	Верхние пределы скоростей потока измеряемой среды, м/с									
	1,25	1,60	2,00	2,50	3,20	4,00	5,00	6,00	8,00	10,00
ПРИ-10	0,32	0,40	0,50	0,60	0,80	1,00	1,25	1,60	2,00	2,50
ПРИ-15	0,80	1,00	1,25	1,60	2,00	2,50	3,20	4,00	5,00	6,00
ПРИ-25	2,00	2,50	3,20	4,00	5,00	6,00	8,00	10,00	12,50	16,00
ПРИ-50	8,00	10,00	12,50	16,00	20,00	25,00	32,00	40,00	50,00	60,00
ПРИ-80	20,00	25,00	32,00	40,00	50,00	60,00	80,00	100,00	125,00	160,00
ПРИ-100	32,00	40,00	50,00	60,00	80,00	100,00	125,00	160,00	200,00	250,00
ПРИ-150	80,00	100,00	125,00	160,00	200,00	250,00	320,00	400,00	500,00	600,00
ПРИ-200	125,00	160,00	200,00	250,00	320,00	400,00	500,00	600,00	800,00	1000,00
ПРИ-300	320,00	400,00	500,00	600,00	800,00	1000,00	1250,00	1600,00	2000,00	2500,00

Примечания: 1. Цифры в условном обозначении преобразователя расхода являются условным внутренним диаметром его трубы в мм. 2. Каждый расходомер может быть отрегулирован на верхний предел измерения по выбору индикатора из представленных 16 возможностей для одного типоразмера преобразователя расхода. Нижний предел измерения всегда равен нулю.

Таблица 5.12. ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ РАСХОДА

Условное обозначение преобразователя расхода	Мощность, ВА, не более	Габаритные размеры, мм			Масса, кг, не более
		длина	ширина	высота	
ПРИ-10	500	270	235	245	16
ПРИ-15					
ПРИ-25					
ПРИ-50		580	300	300	36
ПРИ-80					
ПРИ-100	600	660	300	300	75
ПРИ-150		865	370	370	175
ПРИ-200		990	430	430	200
ПРИ-300		1130	550	550	300

Примечания: 1. Изготовитель расходомеров — Таганский приборостроительный завод. 2. Пример обозначения расходомера с преобразователем ПРИ-50, с верхним пределом измерения 16 м³/ч, материалом покрытия — резина: «Расходомер ИР-51-50-16 РТУ 25.02.310321-77».

Таблица 5.13. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВОДОМЕРОВ

Тип счетчика	Диаметр условного прохода, мм	Предел измерения, м ³ /ч			Порог чувствительности, м ³ /ч	Габаритные размеры, мм
		нижний	верхний	показный		
УВК-20	20	1,6	2,5	0,06	0,025	250×112×152
УВК-25	25	2,2	3,5	0,08	0,035	280×156×112
УВК-32	32	3,2	5,0	0,105	0,05	300×112×164
УВК-40	40	6,3	10,0	0,17	0,1	330×112×169
ВТ-50, ВТГ-50	50	15	30	1,6	0,7	155×160×214
ВТ-80, ВТГ-80	80	42	84	3,0	1,2	205×195×250
ВТ-100, ВТГ-100	100	70	140	4,5	2,0	215×215×270
ВТ-150, ВТГ-150	150	150	300	7,0	3,0	262×280×329

кроме УВК-40) и Липский приборостроительный завод (типы УВК-20 и УВК-40).

Водосчетчик типов ВСКМ и СТВ предназначены для измерения расхода воды при температуре от 5 до 40 °С при давлении не более 10 кгс/см² (1 МПа). Водосчетчики типа ВСКМ крыльчатые, предназначены для измерения небольших расходов и выпускаются диаметрами

от 15 до 50 мм. Водосчетчики типа СТВ турбинные, выпускаются диаметрами от 65 до 250 мм. Водосчетчики имеют расширенный диапазон измерений, позволяющий регистрировать с установленной погрешностью все колебания расходов, обусловленные неравномерностью водопотребления. По специальному заказу счетчики оснащают герконовым устройством,

Таблица 5.14. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВОДОСЧЕТЧИКОВ (ВОДОМЕРОВ)

Параметры	Диаметр условного прохода, мм											
	15	20	25	32	40	50	65	80	100	150	200	250
			ВСКМ						СТВ			
Расход воды, м ³ /ч:												
порог чувствительности	0,015	0,025	0,035	0,050	0,080	0,150	0,600	0,760	1,200	1,600	3,000	7,000
минимальный	0,03	0,05	0,07	0,10	0,16	0,30	1,50	2,00	3,00	4,00	6,00	15,00
эксплуатационный	1,5	2,5	3,5	5,0	8,0	15,0	17,0	36,0	65,0	140,0	210,0	380,0
номинальный	1,5	2,5	3,5	5,0	8,0	15,0	35,0	55,0	90,0	175,0	300,0	500
максимальный	3	5	7	10	16	30	70	110	180	360	600	1000
Максимальный измеренный объем воды, м ³ :												
за сутки	55	90	145	180	290	550	610	1300	2350	5100	7600	13700
за месяц	1100	1800	2500	3600	5800	11000	12250	26000	47000	110000	150000	275000
Строительная длина, мм		165	190	260	300	300	260	270	300	350	385	395
Масса, кг	3,0	6,0	5,5	6,0	9,0	12,0	16,0	20,0	25,0	43,0	60,0	70,0

Таблица 5.15. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СЧЕТЧИКОВ ТИПА СТВГ-1

Наименование основных технических данных	СТВГ-65-1	СТВГ-80-1	СТВГ-100-1	СТВГ-150-1
Диаметр условного прохода, мм	65	80	100	150
Расход воды, м ³ /ч:				
минимальный	1,5	2,0	3,0	4,0
эксплуатационный	17	36	365	140
максимальный	60	100	160	340
Наибольший объем воды, измеренный, м ³ :				
за сутки	610	1300	2350	5100
за месяц	12250	26000	47000	100000
Рабочее давление воды, кгс/см ²	До 10			
Температура воды, °С	От 40 до 90			
Основная относительная погрешность при температуре (65 ± 5) °С, не более ± 5% при расходах, м ³ /ч	От 1,5 до 7,5	От 2,0 до 10	От 3,0 до 15	От 4,0 до 30
Основная относительная погрешность при температуре (65 ± 6) °С ± 2% при расходах, м ³ /ч	От 7,5 до 60	От 10 до 100	От 15 до 160	От 30 до 320
Потери давления, не более 0,1 кгс/см ² при расходах, м ³ /ч	40	70	130	315
Вместимость оптического устройства, м ³	99999,9			
Цена единицы наименьшего разряда отчетного устройства, м ³	0,002	0,002	0,002	0,02
Габаритные размеры, мм:				
монтажная длина	260	260	300	350
высота	228	230	270	315
шкрина	180	195	215	280
Масса, кг	14,5	18,7	23	39,5

Примечание. Под максимальным расходом понимают расход, при котором счетчик может работать кратковременно не более 1 ч в сутки.

позволяющим регистрировать расходы воды как на цифровых, так и самопишущих вторичных приборах; накидными гайками с патрубками и прокладками. Технические характеристики водосчетчиков приведены в табл. 5.14. Изготовители: Кировабадский и Душкский приборостроительные заводы.

Счетчики турбинные горячей воды типа

СТВГ-1 (водомеры горячеводные) предназначены для измерения количества воды (по ГОСТ 2874-82), протекающей по трубопроводу в системах отопления и горячего водоснабжения. Присоединение к трубопроводу — фланцевое. Технические данные приведены в табл. 5.15. Изготовитель — Кировабадский приборостроительный завод.

Приборы для измерения расхода теплоты. **Электронно-механические теплосчетчики (ТЭМ-1)** для закрытых систем теплоснабжения предназначены для измерения суммарного количества тепловой энергии и суммарного объемного количества теплоносителя в котельных, на индивидуальных и центральных тепловых пунктах. Теплосчетчик состоит из турбинного счетчика горячей воды с дистанционным выходом СТБГД-II и измерительного преобразователя с отсчетным устройством количества теплоты ИПКТ-1, в состав которого входят два медных термометра сопротивлений типа ТСМ. Суммарное объемное количество теплоносителя определяют по показаниям отсчетного устройства СТБГД-II, а суммарное количество теплоты — по показаниям отсчетного устройства ИПКТ-1. Теплосчетчики выпускают пяти типоразмеров, расчетная тепловая нагрузка которых приведена в табл. 5.16.

Основные технические характеристики теплосчетчиков приведены в табл. 5.17. Присоединение счетчика к трубопроводу фланцевое. Срок службы счетчиков 8 лет.

Счетчик СТБГД-II рассчитан на давление до 10 кгс/см^2 (1,0 МПа) и температуру до 90°C , возможно кратковременное увеличение температуры (тепловой удар) до 120°C .

Изделия, входящие в состав теплосчетчиков различных исполнений, приведены в табл. 5.18.

Принцип действия теплосчетчиков основан на реализации математической зависимости, связывающей количество теплоты, отданной теплоносителем, с объемным количеством и разностью энтальпий теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах при соответствующих температурах. Первичное измерение объемного количества теплоносителя производят турбинный счетчик, первичное измерение температур теплоносителя — два термометра сопротивления, устанавливаемые на подающем и обратном трубопроводах.

Работа водосчетчика основана на преобразовании объемного расхода (скорости потока) теплоносителя в показания отсчетного устройства и далее — в импульсный электрический сигнал. Отсчетное устройство водосчетчика состоит из индикатора работы (звездочки), цифрового счетчика и стрелки, на которой жестко закреплены два постоянных магнита. Механизм передачи вращения турбинки и механизма ре-

Таблица 5.16. РАСЧЕТНАЯ ТЕПЛОВАЯ НАГРУЗКА ТЕПЛОСЧЕТЧИКОВ ТЭМ-1, Гкал

Типоразмеры теплосчетчиков	Температурный график, $^\circ\text{C}$	
	95/70	150/70
ТЭМ1-65	0,9	2,9
ТЭМ1-80	1,5	4,8
ТЭМ1-100	2,25	7,2
ТЭМ1-150	4,5	14,4
ТЭМ1-200	9	28,8

гистрации количества теплоты защищены от воздействия потока воды.

Узел съема информации включает магнитоуправляемый контакт, расположенный непосредственно над стрелкой отсчетного устройства. Замыкание происходит при прохождении закрепленных на стрелке магнитов под магнитоуправляемым контактом, вследствие чего в электрической цепи, в которую включен контакт, появляется импульсный сигнал, регистрируемый вычислителем. При каждом обороте стрелки происходит два замыкания магнитоуправляемого контакта. Информация с первичных приборов поступает в вычислитель, который преобразует ее в количество теплоты. Конструктивно вычислитель представляет собой приборный каркас с укрепленными на боковых стенках двумя электромонтажными платами, электромеханическим счетчиком на лицевой панели и разъемом внешних соединений на задней.

Теплосчетчики устанавливают в отапливаемых помещениях с температурой окружающего воздуха от 5 до 50°C . При монтаже счетчика должны быть соблюдены следующие условия: а) счетчик необходимо монтировать только на горизонтальном участке трубопровода циферблатом вверх; б) при установке счетчика, перед ним следует предусматривать прямой участок трубопровода длиной не менее $5d$, за счетчиком — не менее d (где d — диаметр трубопровода).

Вычислитель либо устанавливают на горизонтальной площадке, либо крепят к щиту при помощи изделий из монтажа, поставляемых комплектно с вычислителем. Термопреобразователь вычислителя с маркировкой РК1 устанавливают в подающем трубопроводе, а с маркировкой РК2 — в обратном. Гильзы для монтажа поставляют с вычислителем.

Особого обслуживания при эксплуатации теплосчетчики не требуют. Необходимо перио-

Таблица 5.17. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕПЛОСЧЕТЧИКОВ ТЭМ1

Параметры	ТЭМ1-65	ТЭМ1-80	ТЭМ1-100	ТЭМ1-150	ТЭМ1-200
Теплоноситель	Вода сетевая				
Диаметр условного прохода D , счетчика, мм	65	80	100	150	200
Объемный расход теплоносителя, $\text{м}^3/\text{ч}$:					
наименьший	6	10	15	30	60
наибольший	36	60	90	180	360
Суммарный наибольший объемный расход теплоносителя, $\text{м}^3/\text{сут}$	360	720	1200	2700	5100
Рабочее давление теплоносителя перед счетчиком, $\text{кгс}/\text{см}^2$ (МПа)	10 (1,0)				
Потеря давления на счетчике при наибольшем расходе, $\text{кгс}/\text{см}^2$ (МПа), не более	0,1 (0,01)				
Температура теплоносителя в под- водящем трубопроводе, $^{\circ}\text{C}$:					
наименьшая	70				
наибольшая	150				
Температура теплоносителя в от- водящем трубопроводе, $^{\circ}\text{C}$:					
наименьшая	40				
наибольшая	70				
Относительная погрешность изме- рения суммарного объемного коли- чества теплоносителя, %, не более	$\pm 2,0$				
Относительная погрешность изме- рения суммарного количества теп- лоты, %, не более	$\pm 4,0$				
Параметры питающей сети:					
напряжение, В	220 ± 10				
частота тока, Гц	50 ± 1				
Диапазоны рабочих температур окружающего воздуха, $^{\circ}\text{C}$	от 5 до 40				
Относительная влажность окру- жающего воздуха, при температуре 35°C (и более низких, без конден- сации влаги), %, не более	80				
Габаритные размеры, мм:					
счетчики					
длина	260	270	300	350	385
высота	233	240	263	323	374
ширина	180	195	215	280	335
вычислителя					
глубина	—	—	315	—	—
ширина	—	—	80	—	—
высота	—	—	148,5	—	—
Масса, кг:					
счетчика	15,3	19,5	23,8	40,3	55,8
вычислителя	24				

Таблица 5.18. ИЗДЕЛИЯ, ВХОДЯЩИЕ
В СОСТАВ ТЕПЛОСЧЕТЧИКОВ ТЭМ1

Типоразмеры теплосчетчика	Счетчик	Вычислитель
ТЭМ1-65	СТВГД-П-65	ИНКТИ
ТЭМ1-80	СТВГД-П-80	
ТЭМ1-100	СТВГД-П-100	
ТЭМ1-150	СТВГД-П-150	
ТЭМ1-200	СТВГД-П-200	

дически записывать показания счетчика по суммарному количеству теплоносителя и показания вычислителя по суммарному количеству

теплоты. Электрическое питание вычислителя должно исключать возможность его произвольного отключения. На заводе счетчик проходит поверку и имеет клеймо Госповерителя. Периодические проверки производят 1 раз в 2 года, а также после каждого ремонта теплосчетчика. Изготовитель Кировабдский приборостроительный завод.

Теплосчетчик ТС-20 предназначен для определения мгновенного и интегрального значений отпущаемого и потребляемого теплоносителем (водой) количества теплоты при равенстве расходов воды в прямом и обратном трубо-

Таблица 5.19. ВЕРХНИЕ ПРЕДЕЛЫ ИЗМЕРЕНИЯ ОБЪЕМНОГО РАСХОДА ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ, м³/ч

Диаметр теплопровода, расход теплоносителя, мм	Верхние пределы скоростей потока измеренной среды, м/с									
	1,25	1,60	2,00	2,50	3,20	4,00	5,00	6,00	8,00	10,00
10	0,32	0,40	0,50	0,60	0,80	1,00	1,25	1,60	2,00	2,50
15	0,80	1,00	1,25	1,60	2,00	2,50	3,20	4,00	5,00	6,00
20	2,00	2,50	3,20	4,00	5,00	6,00	8,00	10,00	12,50	16,00
50	8,00	10,00	12,50	16,00	20,00	25,00	32,00	40,00	50,00	60,00
80	20,00	25,00	32,00	40,00	50,00	60,00	80,00	100,00	125,00	160,00
100	32,00	40,00	50,00	60,00	80,00	100,00	125,00	160,00	200,00	250,00
150	80,00	100,00	125,00	160,00	200,00	250,00	320,00	400,00	500,00	600,00
200	125,00	160,00	200,00	250,00	320,00	400,00	500,00	600,00	800,00	1000,00
300	320,00	400,00	500,00	600,00	800,00	1000,00	1250,00	1600,00	2000,00	2500,00

Примечание. Каждый расходомер может быть отградуирован на верхний предел измерения по выбору заказчика из представленных 10 возможностей для одного типоразмера преобразователя расхода. Нижний предел измерения всегда равен нулю.

проводах. Он рассчитан на круглосуточную работу. Теплосчетчик может применяться также и как прибор учета тепловой энергии на объектах коммунальной теплоэнергетики. Он состоит из электромагнитного расходомера ИР-51, двух преобразователей температуры теплоносителя — платиновых термометров сопротивления ТСН-5071 и блока обработки сигнала и отображения информации (БОС). Блок БОС — аналоговый вычислительный и преобразующий прибор — обеспечивает вычисление и цифровой отчет интегрального количества отпуска или потребления тепловой энергии, а также возможность передачи показаний о мгновенном расходе тепловой энергии в виде частотного сигнала в автоматизированную систему учета и контроля энергии.

Блок БОС состоит из следующих основных элементов: мостовой функциональной схемы МФС, включенной в токовую цепь расходомера и содержащей термометры сопротивления; преобразователи «напряжение — ток»; преобразователи «ток — частота»; выходного устройства; блока питания.

Техническая характеристика теплосчетчика ТС-20

Пределы измерения по теплоте
Скал/ч Соответствуют
ряду А = $K^* \cdot 10^n$

Рабочие пределы изменения температуры теплоносителя в трубопроводах

в прямом 70 — 150
в обратном 30 — 70

Диапазон разности температур теплоносителя в прямом и обратном трубопроводах (в котором прибор отвечает установленному классу точности), °С 30 — 100

Предел допускаемой приведенной погрешности теплосчетчика класса 2,5 при измерении интегрального значения количества

теплоты в мгновенного значения расхода теплоты в пределах изменения температуры теплоносителя

± 2,5 % от верхнего предела измерений

Предел допускаемой погрешности прибора класса 1,5

± 1,5 % от верхнего предела измерений

Выходной токковый сигнал, пропорциональный мгновенному расходу теплоты, мА

0 — 5

Частотный выходной сигнал, пропорциональный мгновенному расходу теплоты, Гц

0 — 1,2

Питание прибора

От сети переменного тока напряжением 220 В, частотой до 50 Гц

Потребляемая мощность, Вт, не более

40

Время установления рабочего режима, ч

2

Габаритные размеры, мм

215 × 160 × 465

Масса, кг, не более

10

Пределы измерения объемного расхода теплоносителя приведены в табл. 5.19.

Изготовитель: производственное объединение «Промприбор», г. Таллин.

Термограф метеорологический типа М-16 — самопишущий прибор, предназначен для непрерывной регистрации температуры окружающего воздуха. В теплоснабжении обычно применяется для записи температуры воздуха.

Краткая техническая характеристика прибора М-16

Диапазон измерения температур, °С 45 — 35

Продолжительность одного оборота барабана графика, ч

для М-16С 26
для М-16Н 176

Завод часового механизма

Несдельный

Точность показаний, °С

+1

Габаритные размеры, мм

140 × 34 ×
× 200

Масса, кг

2,5

5.2. СРЕДСТВА РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ И РАСХОДА ТЕПЛОТЫ

Приборы для регулирования температуры в системах горячего водоснабжения. Датчик температуры типа ТМП (рис. 5.1), предназначенный для регулирования температуры горячего водоснабжения, может работать в комплекте с регулирующими клапанами типа РК-1, УРРД — для автоматизации закрытых систем горячего водоснабжения и с клапанами смешения — для автоматизации открытых систем горячего водоснабжения.

Краткая техническая характеристика

Диапазон регулирования, °С	10—150
Зона пропорциональности, °С	До 5,0
Зона нечувствительности, °С	До 0,5
Постоянная времени, с	Не более 30
Рабочий агент	Вода, воздух, неагрессивный газ давлением 2—20 кгс/см ² (0,2—1 МПа)
Изготовитель	Завод «Теплоприбор», г. Улан-Удэ

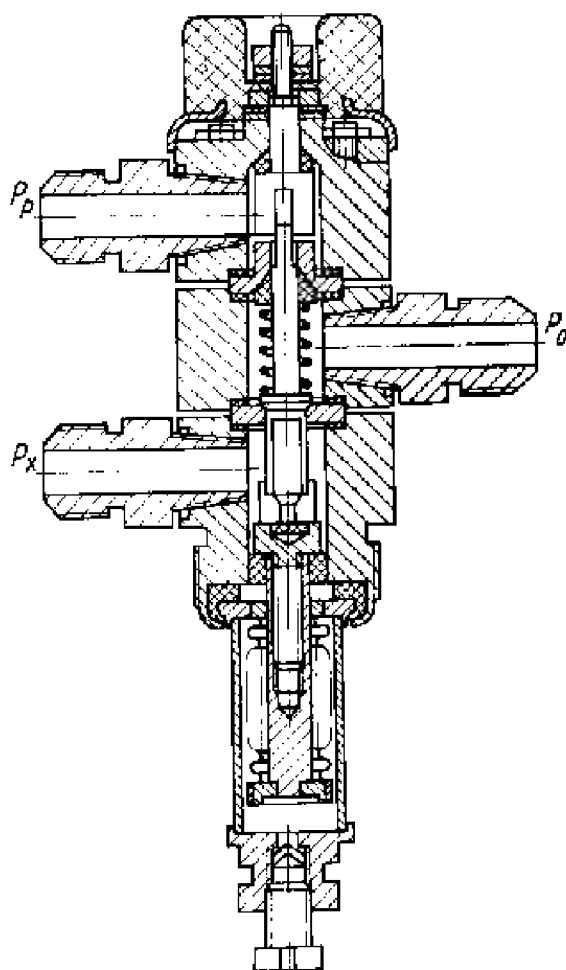


Рис. 5.1. Термодатчик типа ТМП

p_p — рабочее давление; p_k — командное давление;
 p_n — давление слива

Термореле биметаллические ТРБ-2 применяются вместе с регулирующими клапанами типа РК на центральных и индивидуальных тепловых пунктах для регулирования температуры воды на горячее водоснабжение в закрытых системах теплоснабжения (рис. 5.2). Чувствительным элементом реле служат биметаллические пластины 2. Под действием регулируемой температуры пластины выгибаются. При этом изменяется положение регулирующей заслонки 3 относительно сопла 4 и, следовательно, величина командного давления на гидравлический регулирующий клапан.

В приборе ТРБ-2 биметаллические пластины помещены в герметичную латунную гильзу 1, которая помещается в поток регулируемой горячей воды. Настройку приборов на заданную температуру производят вращением винта настройки. Один оборот винта соответствует при-

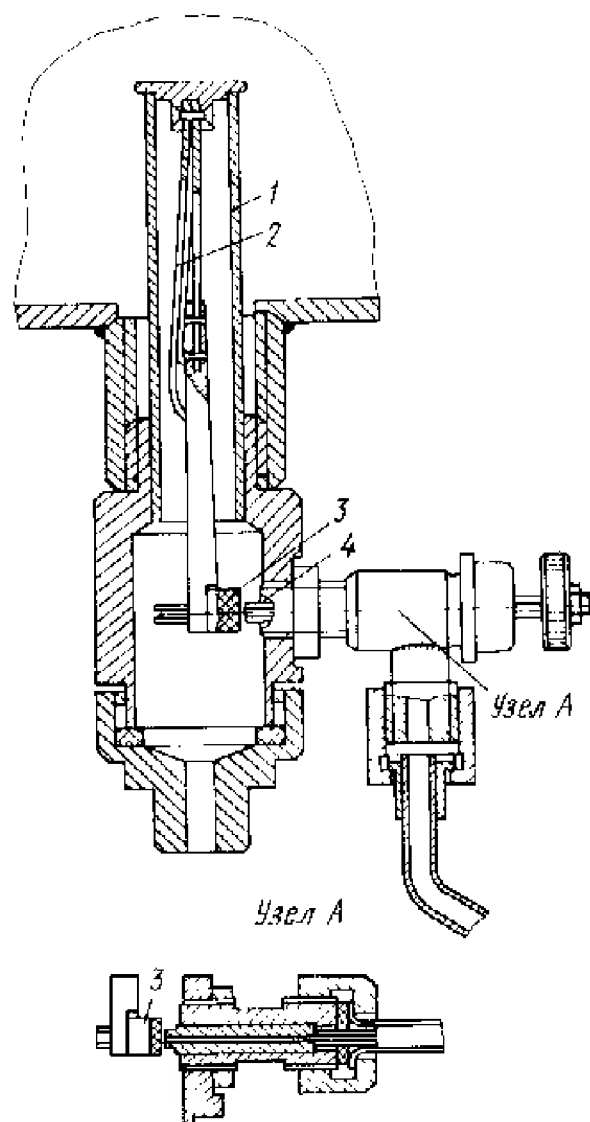
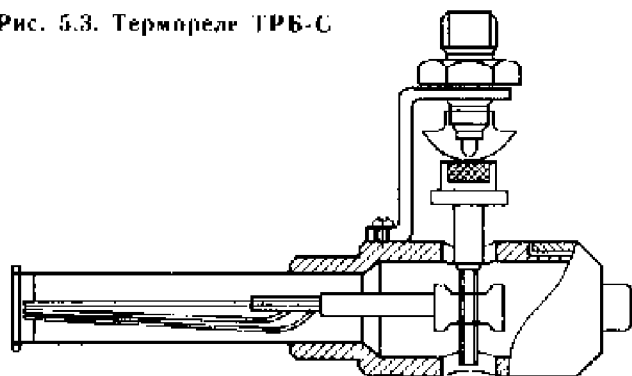


Рис. 5.2. Термореле ТРБ-2

Рис. 5.3. Термореле ТРБ-С



мерно 10°C . В качестве рабочей среды используют охлажденную сетевую воду. Термореле ТРБ-2 обладает неравномерностью, равной $5\text{--}8^{\circ}\text{C}$, и зоной нечувствительности, равной $0,2\text{--}2^{\circ}\text{C}$. Изготовитель — механический завод № 1 треста «Мосподземстрой».

Термореле ТРБ-С (сухое) рис. 5.3 разработано и выпускается объединением «Мосинжремонт», отличается от ТРБ-2 тем, что соленоид термореле вынесено за пределы корпуса, слив отработанной воды осуществляется через специальную резиновую камеру, а биметаллические пластины дополнительно изолированы лаком. В

результате такого изменения конструкции в несколько раз повысилась долговечность реле, так как пары воды не попадают в корпус и биметаллические пластины не подвергаются коррозии.

Регулятор температуры блочный типа РТБ конструкции Союзтехэнерго (рис. 5.4) применяется для автоматического регулирования температуры воды в открытых системах горячего водоснабжения. Обеспечивает стабилизацию температуры горячей воды и снабжен блокировочным устройством, защищающим систему отопления от опорожнения в часы пиковых нагрузок горячего водоснабжения и в аварийных ситуациях. Скомпонован в одном блоке с датчиком температуры типа ТМН, с устройством защиты, а также с исполнительным устройством.

Краткая техническая характеристика

Диапазон настройки, $^{\circ}\text{C}$	10—150
Зона пропорциональности, $^{\circ}\text{C}$	До 5
Зона нечувствительности, $^{\circ}\text{C}$	До 1
Постоянная времени, с	Не более 60
Изготовитель	Завод «Теплоприбор», г. Улан-Удэ

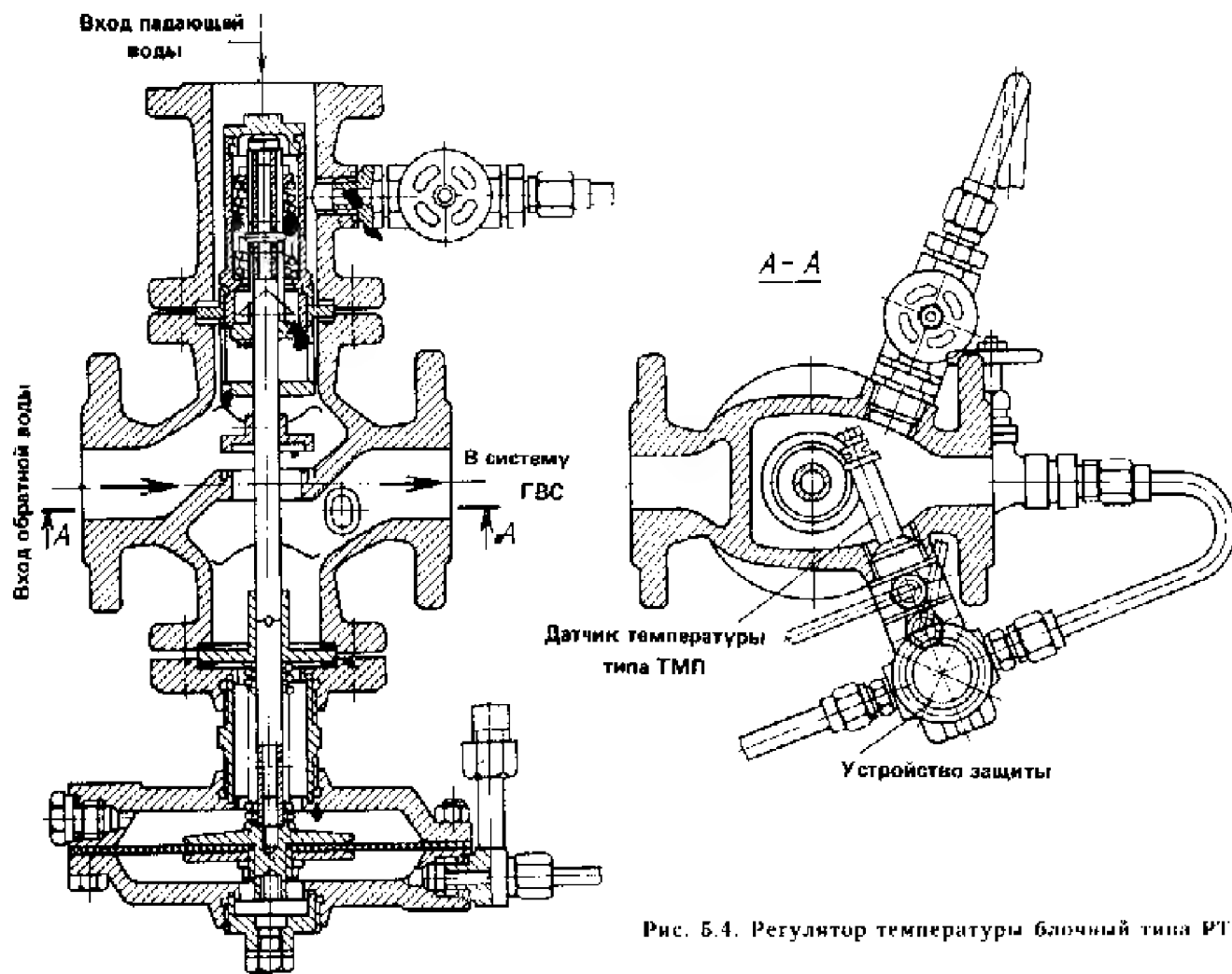


Рис. 5.4. Регулятор температуры блочный типа РТБ

Регуляторы температуры прямого действия для открытых систем горячего водоснабжения конструкции Свердловскэнерго (ТК-6-10) предназначены для установки в индивидуальных тепловых пунктах зданий.

Техническая характеристика регулятора ТК-6-10	
Закон регулирования	Статический
Регулируемая температура, °C	55—75
Точность регулирования, °C	± 3
Максимальный расход воды на горячее водоснабжение, м³/ч	До 15
Максимальная температура воды в подающем трубопроводе, °C	150
Габаритные размеры, мм	260 × 260 × 120
Масса, кг	5
Гарантийный срок службы (без обслуживания), год	3

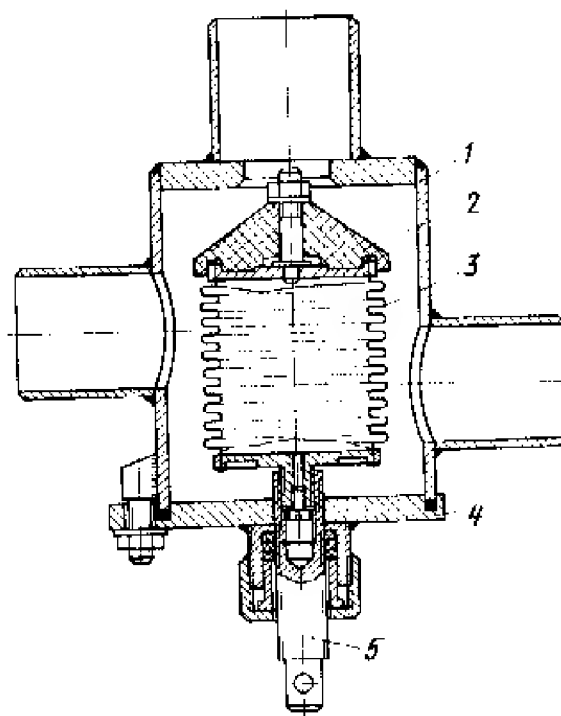


Рис. 5.5. Регулятор Свердловскэнерго (ТК-6-10):
1 — корпус; 2 — клапан; 3 — чувствительный сильфон; 4 — фланец; 5 — регулировочный винт

Конструкция регулятора (рис. 5.5) состоит из корпуса с приваренными к нему крышкой, патрубками и шпильками. На крышке крепится фланец с сальниковым уплотнением регулировочного винта. К регулировочному винту с помощью штуцера крепится сильфон. К крышке сильфона приварен шток с резьбой, на который падет резиновый клапан, диаметр седла клапана 30 мм. В месте разъема фланца и корпуса установлена резиновая прокладка.

Функцию чувствительного и исполнительного органа прибора выполняет однослойный с днищем и крышкой сильфон из нержавеющей стали, внутренняя полость которого заполнена через специальный штуцер жидкостью с большим коэффициентом объемного расширения (бензолом, этиловым спиртом). После заполнения сильфона штуцер плотно закрывается резьбовой пробкой со свинцовой прокладкой. Внешний диаметр сильфона 78 мм, число гофр 10. Проверку заполненного сильфона на плотность производят путем погружения его в сосуд с водой с последующим нагревом ее до 80—90 °C. Через имеющиеся неплотности выходят мелкие пузырьки газа. Корпус регулятора изготовлен из труб $D_n = 50$ и 100 мм и окрашен в красный цвет. Для контроля работы регулятора на ИТП устанавливают термометры и манометры на подающем и обратном трубопроводах. На трубопроводе горячей воды к потребителям, помимо этих приборов устанавливают горячеводный водемер типа ВВ1-50.

Наладку регулятора производят в такой последовательности. Открывают вентили на трубопроводе обратной воды и на трубопроводе системы горячего водоснабжения. Сильфон регулятора предварительно вворачивают до тех

пор, пока клапан не упрется в седло. Затем открывают вентиль на подающем трубопроводе. Наблюдая по термометру за температурой горячей воды, поступающей к потребителям, медленно вращают винт настройки влево, увеличивая температуру горячей воды. Один оборот винта настройки соответствует изменению регулируемой температуры примерно на 10 °C. Наладку следует производить при температуре воды в подающей линии примерно 100 °C и при наличии разбора горячей воды.

Регулятор температуры прямого действия типа РТ применяется в закрытых системах теплоснабжения для регулирования температуры воды на горячее водоснабжение. Регулятор (рис. 5.6.) состоит из термосистемы, заполненной толуолом, и односедельного разгруженного клапана с сильфонным приводом. Термобаллон погружен в регулируемую среду. При изменении температуры среды изменяются объем жидкости, заполняющей термосистему, положение сильфона привода, а следовательно, и жестко связанного с ним регулирующего клапана. Настройка регулятора на требуемую температуру производится за счет изменения объема термосистемы путем изменения положения сильфона настройки. Так как регуляторы РТ не являются плотностопорными, а манометри-

Рис. 5.6. Регулятор температуры РТ

1 — задатчик; 2 — разгрузочный сильфон; 3 — импульсная трубка; 4 — сильфонный привод; 5 — капилляр; 6 — сильфон настройки; 7 — термобаллон

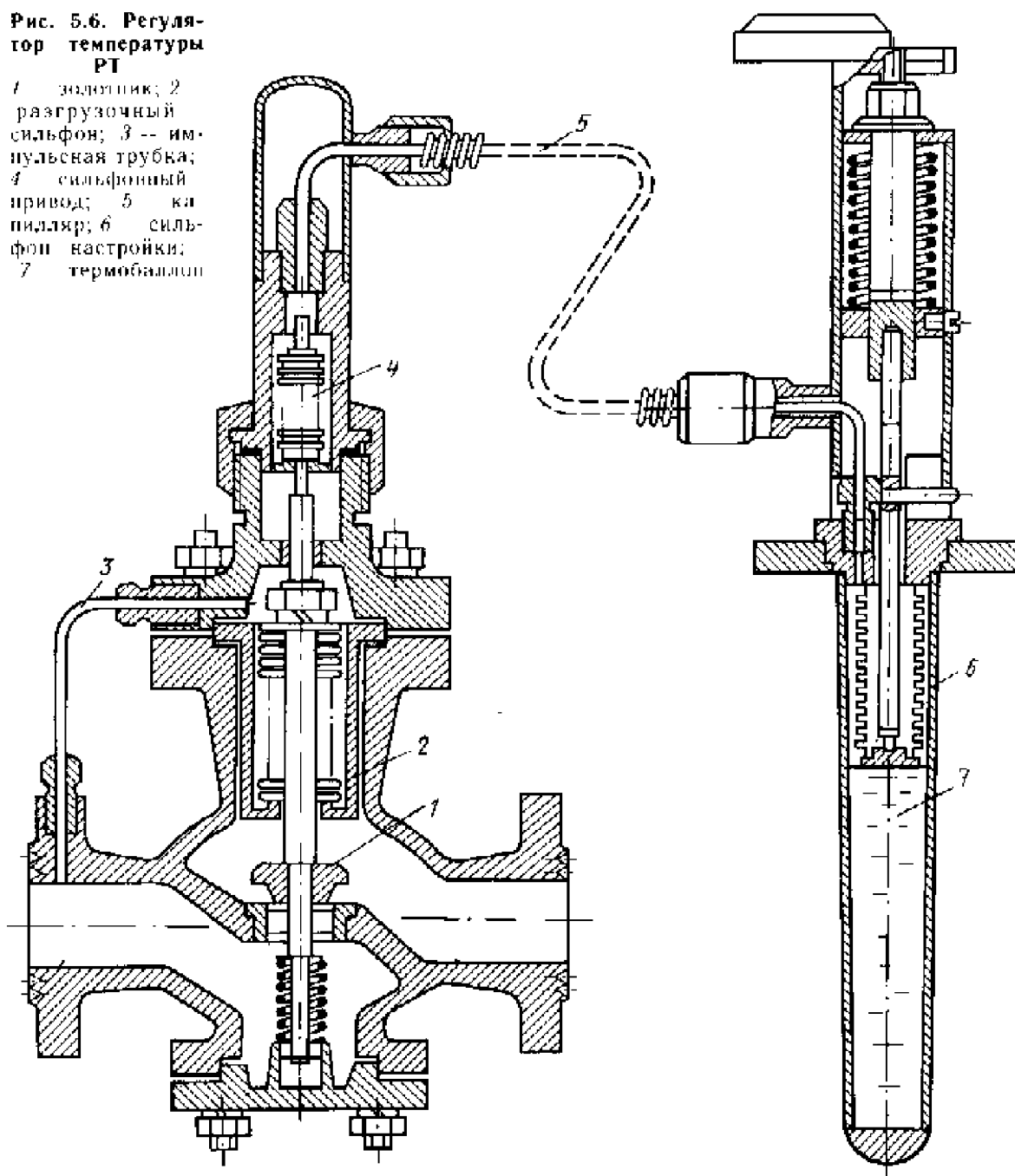


Таблица 5.20. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ РЕГУЛЯТОРОВ ТЕМПЕРАТУРЫ ПРЯМОГО ДЕЙСТВИЯ ТИПОВ РТ

Параметры	РТ-15	РТ-20	РТ-25	РТ-40	РТ-50	РТ-80
Диаметр условного прохода, мм	15	20	25	40	50	80
Коэффициент пропускной способности, м ³ /ч	2,5	4	6	16	25	60
Условное давление, кгс/см ²			10			6
Максимальный перепад давления на клапане, кгс/см ²			6			4
Пределы настройки, °С	20—60, 40—90, 60—100, 80—120 и т.д. до 180					
Величина неравномерности, °С			10			
Зона нечувствительности, °С			1			
Допустимый перегрев термосистемы, °С			25			
Длина капилляра, м			1,6; 2,5; 4,0; 6; 10			
Габариты термобаллона, мм			34×470			34×742
Масса регулятора, кг	4	5	6	8	16	40
Завод-изготовитель	«Теплоконтроль», г. Сафоново					

ческая термосистема чувствительна к перегреву, применить их следует в системах горячего водоснабжения, оборудованных циркуляционными линиями. Для установки термобаллонов регуляторов в трубопроводы небольшого диаметра необходимо врезать специальные расширители. Технические характеристики терморегуляторов приведены в табл. 5.20.

Регулятор температуры прямого действия РТ-3513 предназначен для поддержания постоянной температуры воды в циркуляционном трубопроводе системы горячего водоснабжения (рис. 5.7) и представляет собой бескорпусную конструкцию для непосредственного монтажа в трубопроводе. Он состоит из двух узлов: каркаса и запорно-регулирующего устройства. В каркас входят нижний 1 и верхний 8 фланцы, соединенные между собой стойками 3. Запорно-регулирующее устройство состоит из затвора 2, возвратной пружины 4 и термочувствительного элемента — датчика типа ТД с твердым наполнителем (воском) 5. Настройка на заданную температуру производится винтом 6, упирающимся в шток датчика. Конtringайка 7 фиксирует положение винта после настройки.

Работа регулятора заключается в изменении расхода проходящей через него среды в зависимости от отклонения ее температуры. При температуре среды, равной величине фиксированной настройки (ТФ), затвор регулятора полностью открыт. При повышении температуры среды объем наполнителя датчика увеличивается, что вызывает перемещение затвора в сторону сокращения расхода среды. При понижении температуры среды объем наполнителя уменьшается и затвор под действием возвратной пружины перемещается в сторону увеличения расхода среды. Таким образом поддерживается постоянство температуры воды у потребителя. Габариты и масса регуляторов в зависимости от диаметра условного прохода приведены в табл. 5.21.

Таблица 5.21. ГАБАРИТНЫЕ РАЗМЕРЫ И МАССА РЕГУЛЯТОРОВ РТ-3513

Диаметр условного прохода, мм	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
20	125 × 130	1,25
25		
32		
40	160 × 130	1,15
50		

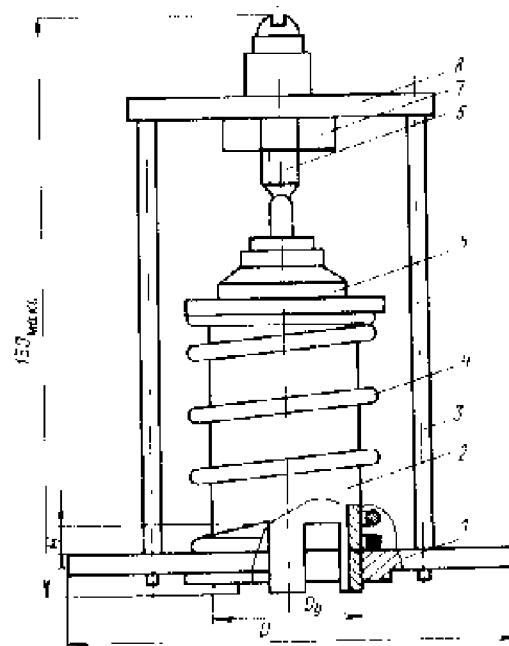


Рис. 5.7. Регулятор температуры прямого действия РТ-3513

Техническая характеристика	
Регулируемая среда	Вода
Давление регулируемой среды, МПа	До 1,0
Температура регулируемой среды, °С	До 60
Температура фиксированной настройки (ТФ), °С	47 ± 2
Зона пропорциональности, °С, не более	10
Зона нечувствительности, °С, не более	3
Максимально допустимый перепад давлений на затворе, МПа	0,2
Рабочий ход затвора, мм, не менее	7

Диаметр условного прохода регулятора выбирают по номограмме (рис. 5.8) в зависимости от перепада давлений между подающим и циркуляционным трубопроводами и расчетного циркуляционного расхода. Типовые схемы автоматизации с применением регуляторов разработаны ЦНИИЭП инженерного оборудования. Изготовитель — завод «Теплоконтроль» (г. Сафоново Смоленской обл.). Пример обозначения регулятора диаметром 40 мм при заказе: «Регулятор РТ-3513 40, ТУ25-02 (ЗУ2:574.176) 81».

Приборы для регулирования расхода теплоты. **Прибор регулирующий электронный Т48** предназначен для автоматического регулирования расхода теплоты на центральных (ИТП) и индивидуальных (ИТП) тепловых пунктах, а также температуры в системах горячего водоснабжения, приточной вентиляции и кондиционирования воздуха. В зависимости от назначения прибор выпускают следующих модификаций:

а) **Т48-1** — для регулирования разности тем-

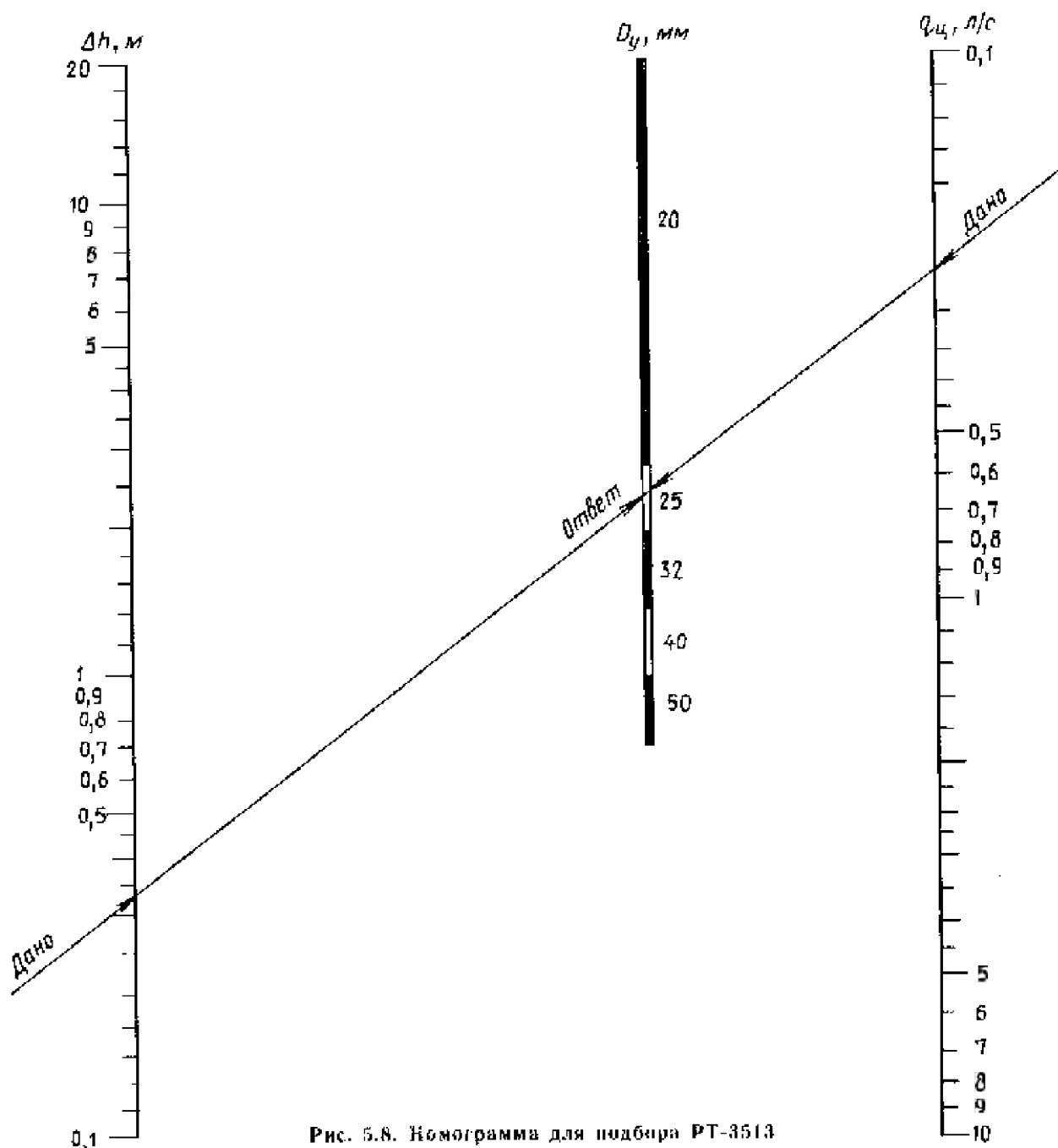


Рис. 5.8. Номограмма для подбора РТ-3513

ператур в подающем и обратном трубопроводах или температуры воды в подающем (обратном) трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха.

б) Т48-2 — то же, но с дополнительной автокоррекцией на усредненной по нескольким (до 8) датчикам температуры внутри помещений; автокоррекция раздельная для температур выше и ниже заданной;

в) Т48-3 — то же, что Т48-2, но для устранения вертикальной регуляции теплового режима высотного здания или между фазедами обычного здания. В приборе имеется дополнительный канал (с отдельным выходом) для

изменения количества теплоты, подаваемой в систему отопления в зависимости от разности усредненной по нескольким (до 4) датчиками температуры внутри помещений верхних и нижних этажей.

г) Т48-4 — для регулирования по усредненной по нескольким (до 6) датчикам температуры воздуха внутри помещений;

ж) Т48-5 — то же, что Т48-2, но с одинаковой автокоррекцией независимо от знака отклонения температуры воздуха внутри помещений.

Модификации Т48-2, 3 и 5 имеют возможность ночного снижения температуры возду-

ха в помещениях с помощью программного устройства, не входящего в комплект поставки. Конструктивно прибор выполнен в блочном встраиваемом каркасе, предназначенном для щитового монтажа. В каркасе установлены следующие функциональные блоки: суммирования БС; задания БЗ-1, БЗ-2, БЗ-3; индикации отклонения параметров БИП; масштабирования БМ-1, БМ-2, БМ-3, БМ-4; регулирующий БР; коммуникации БК, БКБ; питания БП.

Прибор позволяет реализовать следующие законы регулирования: П — пропорциональный с обратной связью по положению исполнительного механизма; И — интегральный с переменной скважностью импульсов; РС — интегральный с постоянной скважностью импульсов; ПИ — пропорционально-интегральный; ПЗ — трехпозиционный. Прибор рекомендуется комплектовать медными термометрами сопротивления с градуировкой 23 типа ТСМ 6114, ТСМ 8012 для измерения температуры воздуха и ТСМ 6097 для измерения температуры воды. В качестве исполнительных устройств рекомендуется использовать клапаны с электроприводом типа 25с931нж, 25с201нж, 25с141нж, ЕСПА. Работа прибора заключается в преобразовании температуры, воздействующей на чувствительные элементы (датчики), в электрические сигналы управления электроприводами клапанов.

Типовые схемы автоматизации с применением прибора Т48 разработаны МПИИТЭП. Изготовитель приборов — Могилев-Подольский приборостроительный завод. Пример обозначения прибора Т48 модификации 1 при заказе: «Прибор Т48-1, ТУ 25.02 (ЗУ2.574.127) — 78. Клапан с исполнительным механизмом, датчики температуры и кабельные изделия для монтажа в комплект поставки не входят и заказываются отдельно.

Электронный регулирующий прибор для систем отопления Т48М предназначен для автоматизации отпусков теплоты в системах отопления и горячего водоснабжения на центральном тепловом пункте (ЦТП) и индивидуальном тепловом пункте, а также для работы в схемах автоматического регулирования температуры других санитарно-технических систем (вентиляции, кондиционирования и т. п.) преимущественно большого объема и расположенных в жилых, общественных, промышленных зданиях и сооружениях.

Техническая характеристика прибора Т48

Усредненная регулируемая температура внутреннего воздуха, °С	От 15 до 25
Основная погрешность, °С	±0,7
Разность средних температур внутреннего воздуха верхних и нижних этажей, °С	От 5 до +5
Погрешность задания, °С	±0,7
Ночное снижение средней температуры внутреннего воздуха по программе, °С	От 10 до 0
Погрешность задания, °С	±0,7
Разность температур воды в подающем и обратном трубопроводах, °С	От 10 до 60 и от 50 до 100
Погрешность задания, °С	±1,5
Температура в обратном трубопроводе, °С	От 30 до 70
Погрешность задания, °С	±1,3
Начало автокоррекции по температуре наружного воздуха, °С	От -25 до 0
Погрешность задания, °С	±1,0
Погрешность автокоррекции по средней температуре внутреннего воздуха, °С	От 0 до 10
Погрешность установки, %	20
Коэффициент автокоррекции по средней температуре внутреннего воздуха для температуры ниже заданной, °С	От 0 до 10
Погрешность установки, %	20
Коэффициент автокоррекции по средней температуре внутреннего воздуха для температуры выше заданной, %	От 0 до 100
Погрешность установки, %	20
Коэффициент автокоррекции по температуре наружного воздуха, °С	От 0,4 до 4
Погрешность установки, %	10
Длительность импульса, с	От 0,3 до 3
Погрешность установки, %	20
Длительность паузы, с	От 30 до 300
Погрешность установки, %	20
Зона пропорциональности, °С	От 1 до 5
Погрешность установки, %	20
Зона нечувствительности, °С	От 0,3 до 3
Погрешность установки, %	40
Диапазон индикации отклонения параметров от заданных значений, °С	От 1 до 10
Погрешность установки, %	20
Дистанционная подключения датчиков, м	2000
Питание от сети переменного тока:	
напряжение, В	220
частота, Гц	48—52
Коммутируемая мощность, ВА	До 500
Вид выходного коммутирующего элемента	Контактный или бесконтактный
Габаритные размеры, мм	520 × 160 × 330

В зависимости от функциональных возможностей и количества преобразователей (медных термометров сопротивления) приборы имеют следующие 6 модификаций:

а) **Т-48М1** позволяет регулировать отпуск

Таблица 5.22. МОДИФИКАЦИЯ ПРИБОРА Т-48М И ЕГО ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ БЛОКИ

Модификация прибора	Функциональные блоки				
	БФ-1	БФ-2	БР	БПМ	БПК
Т-48М1	+	—	+	—	+
Т-48М2	+	+	+	—	+
Т-48М3	—	+	+	—	+
Т-48М4	—	+	+	+	+
Т-48М5	+	+	+	+	+
Т-48М6	+	—	+	+	+

Примечание. Знак плюс (+) соответствует наличию блока в данной модификации, знак минус (—) — его отсутствию.

теплоты на отопление путем изменения разности температур воды в подающем и обратном трубопроводах при постоянном расходе воды или только температуры в подающем или обратном трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха, т. е. служит для реализации отопительного графика (регулирование с автокоррекцией по температуре наружного воздуха, но для температур воздуха выше точки начала автокоррекции):

б) **Т-48М2** — выполняет те же функции, что и Т-48М1; но дополнительно регулирует отпуск теплоты в зависимости от температуры внутри помещений, усредненной по нескольким (до 8) датчикам температуры; т. е. регулирование с автокоррекцией по температуре наружного воздуха и усредненной температуре воздуха внутри помещений с раздельной установкой коэффициентов автокоррекции для температур выше и ниже заданной;

в) **Т-48М3** — используется для регулирования отпуска теплоты в зависимости от усредненной температуры внутри помещений или от усредненной разности температур (при этом имеется возможность в смещении шкалы заданной как выше номинальной, так и ниже), т. е. представляет собой регулятор поддержания «точки» либо разницы между «точками»;

г) регулятор **Т-48М4** выполняет такие же функции, как и регулятор Т-48М3, но в двухканальном исполнении;

д) **Т-48М5** — осуществляет те же функции, что и Т-48М2, но в двухканальном исполнении и предназначен для пофасадного или совместного регулирования отпуска тепла в системах отопления и температуры в системе горячего водоснабжения;

е) те же функции, что у прибора Т-48М1.

имеет прибор **Т-48М6**, но кроме этого еще по мощности регулирует температуру в системе горячего водоснабжения или других подобных системах.

Все модификации прибора Т-48М построены по блочно-модульному принципу и состоят из функциональных блоков (табл. 5.22), предназначенных для реализации соответствующих функций в структуре прибора: блока формирования температурного графика отпуска теплоты БФ-1; блока формирования температуры внутри помещений БФ-2; блока регулирования БР; блока мультиплексного БМП (для двухканального регулирования); блока питания и коммутации БПК.

Описанные выше модификации прибора Т-48М позволяют выполнять более 20 функций:

1) воспринимать поступающие на входе сигналы от измерительных преобразователей с не унифицированными (естественными) электрическими выходными сигналами, а также корректирующие сигналы постоянного напряжения;

2) производить автономную установку заданных параметров с малой погрешностью без использования выносных измерительных приборов и без нарушений измерительных линий;

3) сравнивать фактические значения сигналов с заданными и формировать сигналы расхождений;

4) осуществлять двухканальное регулирование;

5) устранять (суммировать и вычитать) входные сигналы температур внутри помещений (или иных температур). Максимальное число входов — 8.

6) формировать график отпуска теплоты по сигналам от 3 входов;

7) обеспечивать кусочно-линейные преобразования — верхнее ограничение графика отпуска теплоты и излом характеристики при задании неравнозначных коэффициентов коррекции по температуре внутри помещений;

8) формировать на выходе электрические импульсы постоянного (при наличии внешнего источника постоянного напряжения) или переменного тока для управления исполнительным механизмом с постоянной скоростью перемещения;

9) формировать совместно с исполнительным механизмом постоянной скорости перемещения закон регулирования, близкий к пропорционально-интегральному;

10) осуществлять индикацию настройки на заданные значения;

11) индикацию отклонения параметра рассогласования, сигнала выходных команд и работу на заданном объекте (при двухканальном регулировании);

12) снижать график отпуска теплоты по программе от выносного реле времени и отключать (подключать) каналы графика отпуска теплоты, коррекции по температуре внутри помещений и входные корректирующие сигналы;

13) блокировать выдачу команд на исполнительный механизм и производить индикацию «обрыв» при срыве любого из измерительных преобразователей;

14) осуществлять гальваническое разделение между измерительными и силовыми цепями;

15) производить ручное управление исполнительным механизмом и выбором объекта управления.

График отпуска теплоты осуществляется с помощью: а) задания разности температур (ΔT) в подводящем и отводящем трубопроводах (дискретно с шагом 10°C и плавно в диапазоне от 0 до 110°C); б) задания коэффициента наклона графика (K_n) в диапазоне от 0 до $4 \pm 0,1\%$; в) задания температуры наружного воздуха верхней срезки графика отпуска теплоты (трубо и точно) в диапазоне от 0 до -25°C , который может дополнительно сдвигаться в сторону отрицательных температур. Погрешность задания графика в любой точке не более $\pm 0,3^\circ\text{C}$. Усредненная температура воздуха внутри помещений задается в диапазоне от 15 до 25°C . Погрешность задания не более $\pm 0,3^\circ\text{C}$. Зона нечувствительности — относительно температуры теплоносителя от 0,5 до 3°C . Длительность интегральных импульсов — дискретно 1 или $0,5^\circ\text{C}$. Постоянная времени интегрирования — в диапазоне от 50 до 300°C . Продолжительность работы с объектом регулирования при двухканальном исполнении прибора задается в диапазоне от 40 до 200 с. Измерительными преобразователями (датчиками) служат медные термометры сопротивления 23-й градуировки ($R_0=50\ \text{Ом}$ или $R_0=53\ \text{Ом}$), исполнительные механизмы типа 25ч931нж, ГСПА и др.

Прибор предназначен для эксплуатации в закрытых взрывобезопасных помещениях при температуре воздуха от 5 до 50°C и верхних

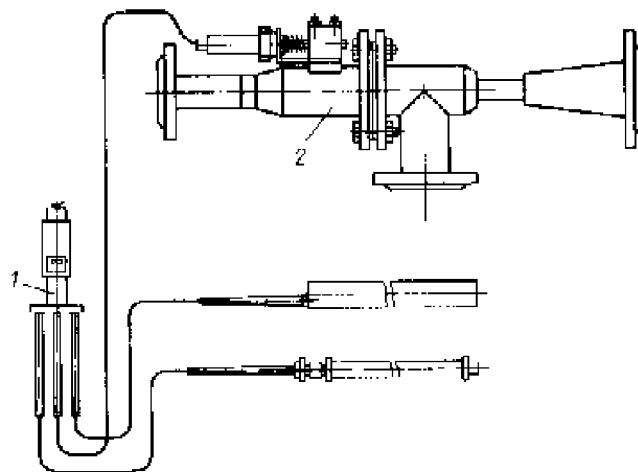


Рис. 5.9. Гидрозелеватор PT-2217-ЭР
1 — манометрическая термосистема; 2 — водоструйный элеватор

значениях относительной влажности воздуха 80 % при 35°C . Питание прибора — от однофазной сети переменного тока напряжением $220 \pm 10\ \text{В}$, частотой 50 ± 1 или $60 \pm 1\ \text{Гц}$. От приборов Т-48 прибор Т-48М отличается простой конструкции, меньшими габаритами и стоимостью, большей надежностью. Прибор Т-48М выпускает Можилев — Подольский приборостроительный завод.

Гидрозелеватор регулируемый с манометрической термосистемой PT-2217-ЭР предназначен для регулирования отпуска теплоты в системы отопления зданий за счет степени открытия проходного сечения элеватора. Наряду с автоматической допускается ручная регулировка степени открытия элеватора. Гидрозелеватор комплектуется из двух узлов: термосистемы PT 2217 и водоструйного элеватора (рис. 5.9). Водоструйный элеватор состоит из корпуса, сопла, иглы, смесителя, диффузора, штока, держателя, возвратной пружины, крышки, болта ручного управления. Термосистема с помощью лакидной гайки присоединяется к держателю элеватора.

Гидрозелеватор PT 2217-ЭР работает следующим образом. При повышении температуры наружного воздуха увеличивается объем и давление жидкости в термобаллоне наружного воздуха, что приводит к перемещению штока исполнительного механизма термосистемы и связанной с ним иглы элеватора. При этом уменьшается проходное сечение сопла элеватора, подача прямой сетевой воды и увеличивается коэффициент смешения. Температура смешанной

Таблица 5.23. РАСЧЕТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ГИДРОЭЛЕВАТОРА РТ-2217-ЭР

Параметр	Номер элеватора						
	1	2	3	4	5	6	7
Тепловая нагрузка Гкал/ч, не менее	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7
Выходной диаметр отверстия сопла, мм	3; 4; 5	5; 6; 7	8; 10; 12	10; 12; 14	12; 14; 16	18; 20; 22	24
Габаритные размеры элеватора, мм	790 × 50 × 215		1000 × 80 × 270		1100 × 100 × 300		
Масса, кг	24	25	35	36	37	47	48

Таблица 5.24. ИСПОЛНЕНИЕ ТЕРМОСИСТЕМЫ ГИДРОЭЛЕВАТОРА РТ-2217-ЭР

Температурный график систем отопления, °С	Расчетная температура наружного воздуха, $T_{p,n}$, °С					
	-15	-20	-25	-30	-35	40
85-70	РТ-2217-1	РТ-2217-2	РТ-2217-3	РТ-2217-4	РТ-2217-5	
95-70	—	РТ-2217-1	РТ-2217-2	РТ-2217-3	РТ-2217-4	РТ-2217-5
105-70	—		РТ-2217-1	РТ-2217-2	РТ-2217-3	РТ-2217-4
115-70	—	—	—	РТ-2217-1	РТ-2217-2	РТ-2217-3

воды снижается, что приводит к уменьшению объема и давления жидкости в термобаллоне, установленном на трубопроводе смешанной воды. Термосистема приходит в новое равновесное состояние, перемещение иглы элеватора прекращается.

При снижении температуры смешанной воды ниже заданной по температурному графику игла элеватора выдвигается из сопла возвратной пружиной, что приводит к увеличению проходного сечения сопла элеватора и к повышению температуры смешанной воды. Таким образом осуществляется регулирование соотношения температур наружного воздуха и теплоносителя, подаваемого в систему отопления. Настройка на заданные параметры производится задатчиком термосистемы.

Краткая техническая характеристика гидроэлеватора РТ-2217-ЭР

Давление регулируемой среды, МПа	До 1,0
Температура регулируемой среды, °С	До 150
Зона пропорциональности по температуре смешанной воды, °С	Не более 10
Зона нечувствительности, °С	Не более 1,6
Коэффициент смешения	Не менее 3
Присоединение	Фланцевое, стандартное

Расчетные параметры, габариты и масса приведены в табл. 5.23.

Исполнение термосистемы в зависимости от температурных графиков систем отопления и расчетной температуры наружного воздуха подбирают по табл. 5.24.

Выбор гидроэлеватора и расчет диаметра отверстия сопла. Выбор типоразмера регулируемого гидроэлеватора осуществляется по таблицам в соответствии с тепловой нагрузкой системы отопления здания. При этом необходимо учитывать, что располагаемый перепад давлений (напор) перед элеватором должен быть не менее 0,06 МПа, а гидравлическое сопротивление системы отопления не должно превышать 0,02 МПа.

Диаметр выходного отверстия сопла определяют по формуле:

$$d = 16,28 \sqrt{\frac{Q^2 \cdot 10^6}{(t_1 - t_2)^2 (H + 0,5 \Delta h)}},$$

где Q — расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч (ГДж); t_1 ; t_2 — температуры воды в подающем и обратном трубопроводах теплосети, °С; H — располагаемый напор перед элеватором, кПа; Δh — расчетное гидравлическое сопротивление системы отопления, кПа.

Расчетный диаметр сопла округляют до ближайшего большего значения, выбираемого по таблице. Типовые схемы применения разработаны ЦНИИЭП инженерного оборудования. Изготовитель — Котельниковский арматурный завод. Пример обозначения гидроэлеватора № 5 с соплом диаметром 12 мм, с термосистемой исполнения 3 при заказе: «Гидроэлеватор с манометрической системой РТ-2217-ЭР-3-5-12, ТУ 400-28-4111-81».

Элеватор с регулируемым соплом автоматизированный типа ЭРСА предназначен для смешения обратной воды из системы отопления

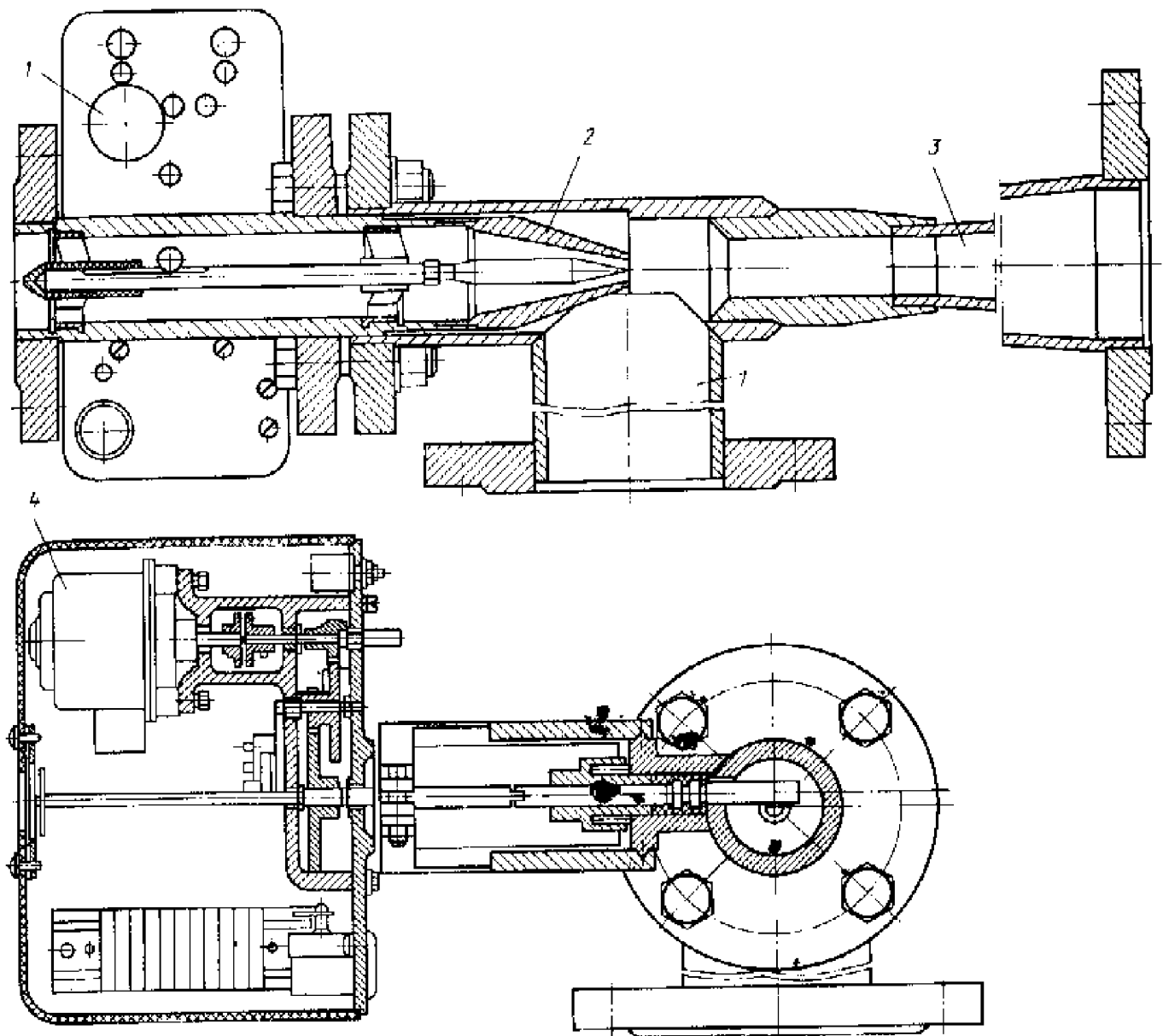


Рис. 5.10. Электронный элеватор ЭРСА

1 — блок управления; 2 — регулируемое сопло;
3 — элеватор; 4 — исполнительный механизм

с водой из подающего трубопровода тепловой сети и автоматического поддержания заданного графика отпуска теплоты на отопление. Элеватор ЭРСА (рис. 5.10) комплектуется из следующих элементов: элеватора водоструйного с приводом, блока автоматики с датчиком температуры смешанной воды, датчика температуры наружного воздуха. Элеватор с приводом состоит из корпуса, сопла, иглы, смесителя, диффузора, зубчатой рейки, электродвигателя, редуктора, рукоятки ручного привода.

Блок автоматики состоит из регулирующего прибора типа Р-25,2, реле времени программного типа 2РВМ и панели с тумблерами.

В качестве датчиков температуры используются медные термометры сопротивления. Датчик температуры наружного воздуха дополнительно помещен в специальный защитный кожух с жалюзи. Помимо регулирования температурного графика элеватор ЭРСА позволяет дополнительно снижать температуру воздуха в помещениях в ночные часы по команде от программного реле времени.

Техническая характеристика элеватора ЭРСА

Давление регулируемой среды, кгс/см ²	16
Температура регулируемой среды, °С	До 160
Коэффициент смешения	От 2 до 5
Диапазон регулирования, °С	От 20 до 105
Допустимое отклонение температуры смешанной воды от температурного графика, °С	± 2
Напряжение сети, В	220
Потребляемая мощность, Вт	Не более 60

Таблица 5.25. ТИПОРАЗМЕРЫ ЭЛЕВАТОРА И ИХ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Параметр	Типоразмер элеватора		
	ЭРСА-1	ЭРСА-2	ЭРСА-3
Тепловая нагрузка, Гкал	0,2	0,4	0,6
Максимальное перемещение иглы, мм	19	28	42
Диаметр сопла, мм	3—8	7—12	10—18
Габаритные размеры, мм	590×435×245	790×445×285	890×480×305
Масса, кг	25,5	32,5	48,0
Блок автоматизации:			
габаритные размеры, мм		475×195×595	
масса, кг		25,5	

Таблица 5.26. ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕВАТОРА «ЭЛЕКТРОНИКА Р-1М» (РЕГУЛЯТОРА)

Параметр	Номер элеватора			
	1	3	4	6
Максимальное рабочее давление, кгс/см ²	16	16	16	16
Минимальная рабочая температура, °С	155	155	155	155
Диапазон настроек:				
температура смешанной воды, °С	30—100	30—100	30—100	30—100
понижение температуры смешанной воды по графику, °С	0—75	0—75	0—75	0—75
ночное понижение температуры, °С	0—20	0—20	0—20	0—20
Точность поддержания температурного графика, °С	±2,5	±2,5	±2,5	±2,5
Коэффициент смещения в зависимости от положения регулирующей иглы	2—6	2—6	2—6	2—6
Диаметр отверстия сопла, мм	6	10	12	16
Теплопроизводительность, Гкал/ч ±15%	0,1	0,3	0,43	0,76
Регулируемый ход иглы, мм	20	20	20	20
Максимальная скорость перемещения иглы, мм/мин	3,8	3,8	3,8	3,8
Потребляемая мощность, ВА	12	12	12	12
Напряжение сети, В	220	220	220	220
Масса, кг	21	32	32	54

Остальные параметры в зависимости от типоразмера элеватора приведены в табл. 5.25. Изготовитель — опытный завод АКХ им. К. Д. Памфилова.

Автоматизированный элеватор «Электроника Р-1М» предназначен для автоматического регулирования количества теплоты, подаваемой в систему отопления зданий, в зависимости от температуры наружного воздуха. В состав автоматизированного элеватора входит: элеватор с регулируемым соплом; электронный блок с электродвигателем, установленным непосредственно на элеваторе; датчики температуры воды и воздуха; присоединительные фланцы. В качестве чувствительных элементов в датчиках использованы термосопротивления типа СТ-4. Техническая характеристика элеватора приведена в табл. 5.26.

Автоматизированный элеватор монтируется в тепловом пункте здания в соответствии со схемой, показанной на рис. 5.11. Датчик температуры воды устанавливают на трубопроводы смешанной воды в систему отопления. Датчик температуры воздуха устанавливают с наружной стороны северной стены здания. При отклонении температуры смешанной воды от отопительного графика электронный блок включает электродвигатель исполнительного механизма, который перемещает регулирующую иглу. Перемещение иглы приводит к изменению проходного сечения сопла гидроэлеватора и изменению количества воды, поступающей из тепловой сети в систему отопления. Закон регулирования пропорционально-интегральный. Имеется возможность ручного управления положением иглы относительно сопла.

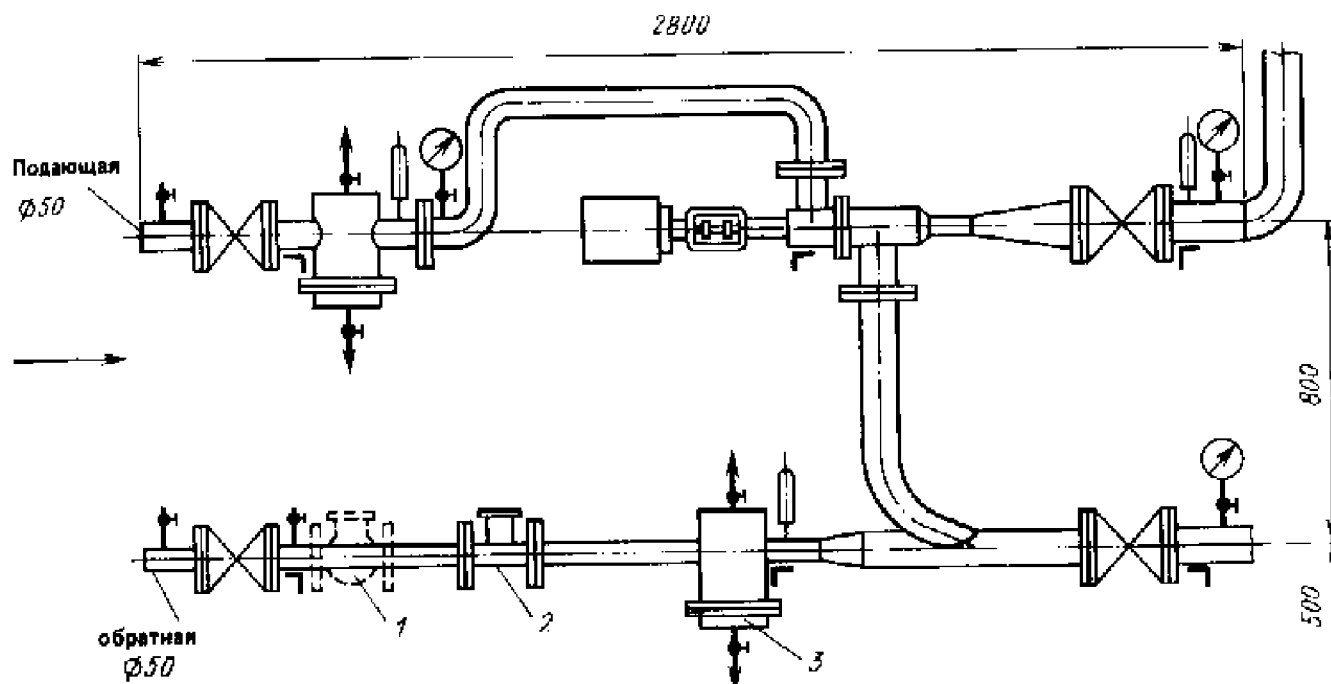


Рис. 5.11. Регулируемый элеватор «Электроника Р-1М»

1 - регулятор давления; 2 - волюмер Ø 50 мм; 3 - гризеник

Регуляторы температуры прямого действия РТК-2216 предназначены для автоматического поддержания температуры в отапливаемых помещениях за счет регулирования подачи теплоносителя (отпуска теплоты) в систему отопления зданий. Применение их целесообразно на индивидуальных тепловых пунктах с по-фасадным делением систем отопления. Регулятор (рис. 5.12) состоит из термосистемы РТК-2216 и клапана двухходового проходного ДП или трехходового смесительного ТС. Термосистема имеет исполнительный механизм (узел перестановки), два термобаллона (датчика, воздуха внутри помещений), один термобаллон (датчик наружного воздуха), задатчик, соединительные капилляры. Внутренняя полость термосистемы герметична и заполнена термочувствительной жидкостью (ацетоном). Настройка регулятора на заданную температуру внутри помещения производится вращением винта настройки задатчика.

Работа регулятора заключается в использовании изменения объема термочувствительной жидкости в датчиках — термобаллонах при изменении регулируемой температуры. Изменение объема жидкости вызывает перемещение штока исполнительного механизма и связанного с ним штока с затвором клапана, который изменяет у клапана ДП площадь про-

ходного сечения, что приводит к изменению расхода регулирующей среды, а у клапанов ТС — соотношению проходных сечений, что приводит к изменению температуры регулирующей среды.

Заполнитель термосистемы меняет свой объем в следующих случаях: а) при изменении температуры наружного воздуха от точки «трогания» наружного датчика, работающего только в диапазоне положительных температур, начиная с точки «срезки» графика отпуска теплоты, б) при изменении температуры внутри помещений от точки трогания внутренних датчиков; в) при одновременном изменении температур наружного воздуха и внутри помещений.

Техническая характеристика регулятора типа РТК-2216

Регулирующая среда	Вода
Давление регулирующей среды, МПа	1,0
Температура регулирующей среды, °C	До 150
Диапазон настройки, °C	От 18 до 24
Зона пропорциональности по датчикам температуры внутри помещений, °C	Не более 4
Зона нечувствительности, °C	Не более 0,5
Длина дистанционной связи между датчиками температуры и задатчиком, м	10, 16, 25
Длина дистанционной связи между задатчиком и клапаном, м	2,5
Условные диаметры, мм	25, 32, 40, 50, 65
Условная пропускная способность K_v , т/с	6,3; 10; 13; 5; 16; 25
Негерметичность затвора, % K_v , не более	0,1
Перестановочное усилие, кгс	Не более 45

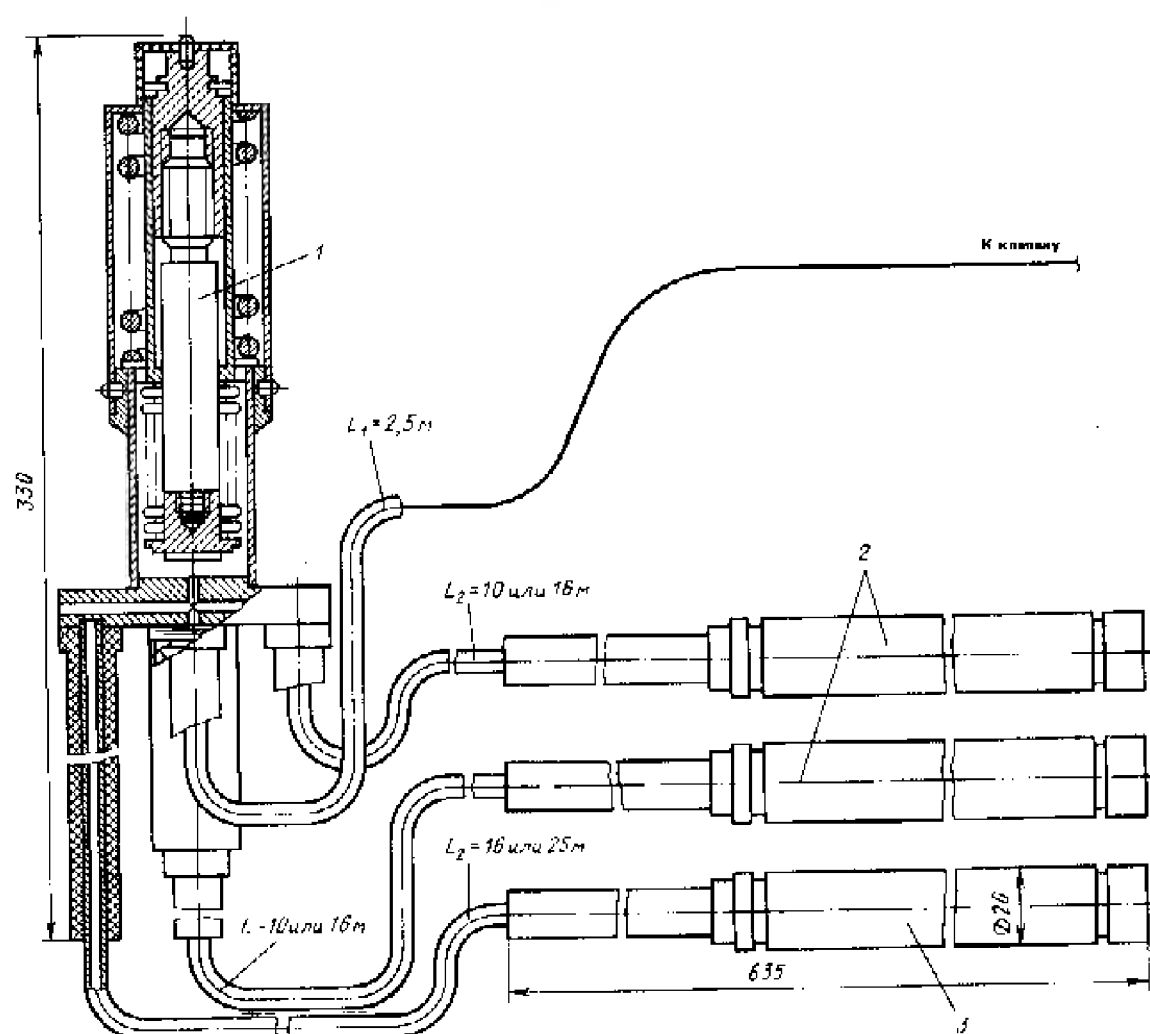


Таблица 5.27. ГАБАРИТЫ И МАССА РЕГУЛЯТОРОВ ТИПА РТК-2216-ДП (ТС)

Шифр регулятора	Габаритные размеры, мм				Масса, кг
	D	H	A	B	
РТК-2216 ДП-25	25	530	160	115	18
РТК-2216-ТС-25		550			19
РТК-2216-ДП-32	32	530	180	135	23
РТК-2216-ТС-32		550			27
РТК-2216 ДП-40	40	620	200		29
РТК-2216-ТС-40		600			31
РТК-2216 ДП-50	50	620	230		35
РТК-2216-ТС-50		600			42
РТК-2216 ДП-65	65	650	295		41
РТК-2216-ТС-65		625			50

Остальные данные приведены в табл. 5.27.

Типовые схемы автоматизации разработаны ЦНИИЭП инженерного оборудования. Изготовитель — завод «Теплоприбор», г. Улан-Удэ.

Рис. 5.12. Регулятор температуры РТК-2216-ДП(ТС)
1 — задатчик; 2 — датчики температуры; 3 — датчик температуры наружного воздуха

Пример обозначения регулятора с клапаном ДП, диаметром 25 мм, температурой регулирования 18 °С, длиной капилляров внутри помещений 16 и 25 м; для наружного датчика — 10 м при заказе: «РТК-2216-ДП25-18-16 10 ТУ 25-02.162.244—80».

Регуляторы температуры прямого действия РТ-2217-ДП-(ТС) предназначены для регулирования отпуска теплоты в системы центрального водяного отопления жилых и общественных зданий. Регулятор (рис. 5.13) состоит из термосистемы РТ-2217 и двухходового проходного (ДП) или трехходового смесительного (ТС) клапанов. В термосистему входят исполнительный механизм, термобаллоны-датчики температуры теплоносителя и наружного воздуха, задатчик, соединительные капилляры. Внутренняя полость термосистемы герметична и заполнена термочувствительной жидкостью (толуолом).

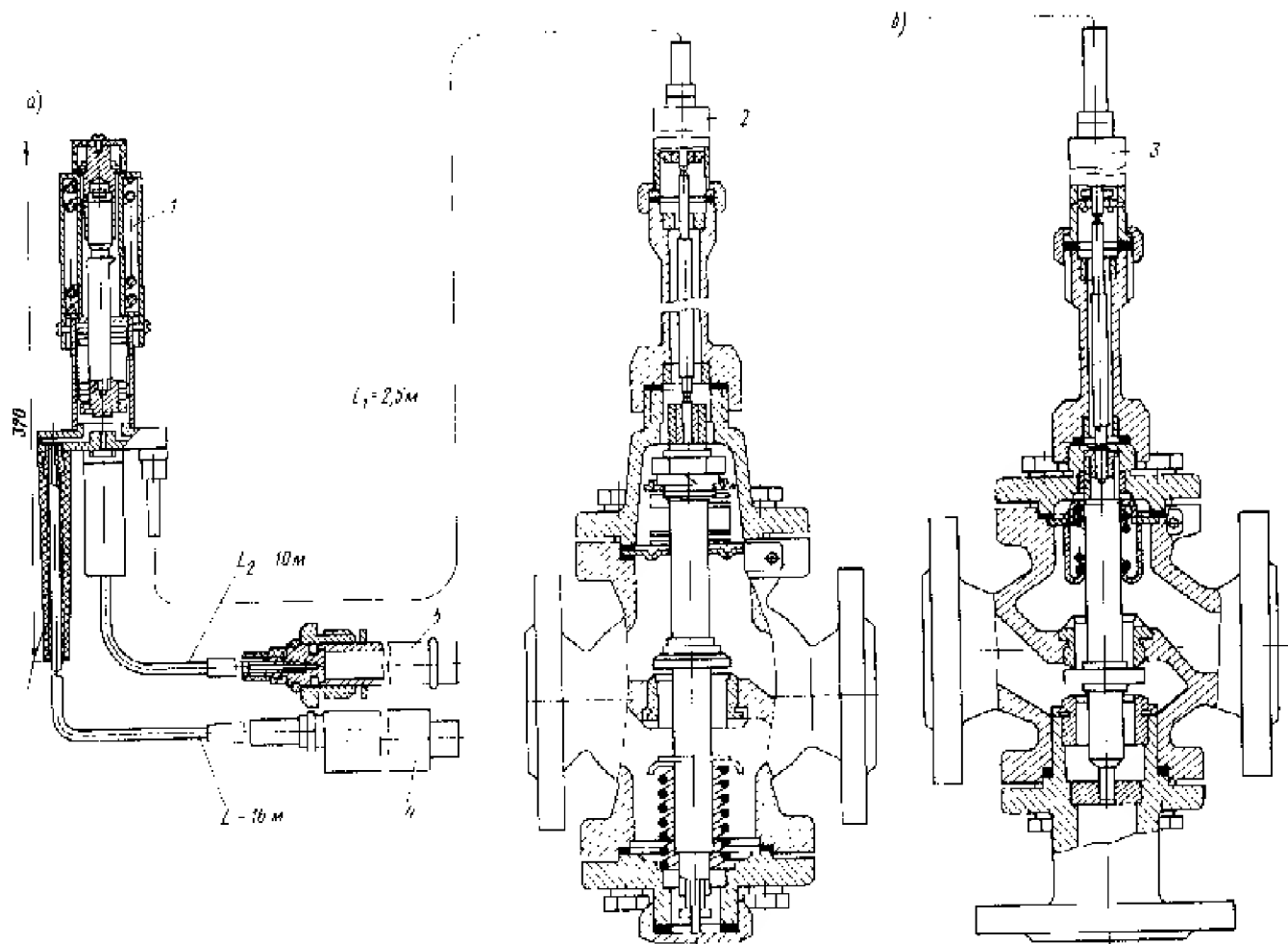


Рис. 5.13. Регуляторы температуры внутри помещений РТ-2217ДП (а) РТ-2217-ТС (б)

1 — задатчик; 2 — клапан ДП; 3 — клапан ТС; 4, 5 — датчики температуры и воздуха

Датчик температуры наружного воздуха состоит из двух конструктивно объединенных термобаллонов — основного и корректирующего, связанных между собой разделительным сильфоном. Корректирующий узел термобаллона работает только в диапазоне положительных температур, начиная с точки «срезки» графика отпуска теплоты, что значительно повышает точность регулирования в переходный период года. Регулирующий клапан ДП состоит из корпуса, штока с односедельным затвором, разрывного сильфона, возвратной пружины. Регулирующий клапан ТС имеет корпус, шток с двухседельным затвором, возвратную пружину.

Необходимую зависимость температуры теплоносителя от температуры наружного воздуха устанавливают вращением винта настройки задатчика. Один оборот винта соответствует изменению температуры теплоносителя на 2°C .

Работа регулятора заключается в использовании изменения объема жидкости в термобаллонах датчиков при изменении температуры теплоносителя и наружного воздуха. Изменение объема жидкости вызывает перемещение штока исполнительного механизма и связанного с ним затвора клапана, который изменяет у клапанов ДП площадь проходного сечения, что приводит к изменению расхода теплоносителя, а у клапанов ТС — соотношение проходных сечений, что приводит к изменению температуры теплоносителя.

Техническая характеристика регулятора типа РТ-2217-ДП (ТС)

Регулируемая среда	Вода
Давление регулируемой среды, МПа	До 1,0
Температура регулируемой среды, $^{\circ}\text{C}$	До 150
Диапазон настройки, $^{\circ}\text{C}$	От 45 до 70
Зона пропорциональности по температуре теплоносителя, $^{\circ}\text{C}$	Не более 10
Зона нечувствительности, $^{\circ}\text{C}$	Не более 1,6
Длина дистанционной связи между датчиками и задатчиком, м	10 и 16
Длина дистанционной связи между задатчиком и клапаном, м	2,5
Перестановочное усилие, кгс	Не более 45

Таблица 5.28. ИСПОЛНЕНИЕ РЕГУЛЯТОРОВ ТИПА РТ-2217-ДП (ТС)

Исполнение регулятора	Температурные графики при $T_{\text{вн.}}, ^\circ\text{C}$					
	-15	-20	25	30	-35	40
РТ-2217-1-ДП (ТС)	85/70	95/70	105/70	115/70	115/70	—
РТ-2217-2-ДП (ТС)		85/70	95/70	105/70		
РТ-2217-3-ДП (ТС)	—	—	85/70	95/70	105/70	115/70
РТ-2218-4-ДП (ТС)			—	85/70	95/70	105/70
РТ-2217-5-ДП (ТС)				—	85/70	95/70

Таблица 5.29. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ РЕГУЛЯТОРОВ ТИПА РТ-2217-ДП (ТС)

Исполнение регулятора	Габаритные размеры, мм				Условная пропускная способность K_v , $\text{м}^3/\text{ч}$	Герметичность затвора, %	Масса, кг
	D_1	H	A	D			
РТ-2217-1-ДП-25 РТ-2217-1-ТС-25	25	530	160		6,3	0,1 К	18
		550					19
РТ-2217-2-ДП-32 РТ-2217-2-ТС-32	32	530	180	135	10,0		23
		550					27
РТ-2217-3-ДП-40 РТ-2217-3-ТС-40	40	620	200	145	13,5		29
		600					31

Исполнения регуляторов в зависимости от температурного графика и расчетной температуры наружного воздуха ($T_{\text{вн.}}$) приведены в табл. 5.28, а технические характеристики — в табл. 5.29. Типовые схемы применения разработаны ЦНИИЭП инженерного оборудования. Изготовитель — завод «Теплоприбор» (г. Улан-Удэ). Пример обозначения регулятора с клапаном ДП, диаметром 50 мм, исполнения 2 при заказе: «Регулятор температуры РТ-2217-2-ДП-50, ТУ 25.02 (ЗУ2.574.175) -81».

Полупроводниковый регулятор температуры трехпозиционный ПТР-3 предназначен для автоматического регулирования температуры воздуха в установках кондиционирования и вентиляции за счет регулирования количества теплоносителя (отпуска теплоты) на калориферной установке. Прибор ПТР-3 состоит из следующих узлов: измерительного моста, усилителя, фазочувствительного каскада, двух переключающих устройств, блока питания. Чувствительным элементом прибора является терморезистор, включенный в плечо измерительного моста. Мост реагирует на отклонение температуры регулируемого объекта от заданной температуры по шкале прибора. При отклонении температуры от заданной (в ту или иную сторону) сопротивление терморезистора изменяется, мост разбалансируется, и сигнал разбаланса

поступает на вход усилителя, где усиливается и сравнивается в фазочувствительном каскаде с сигналом постоянного тока. Изготовителем прибора ПТР-3 является ЦО «Промприбор» (г. Орел).

Техническая характеристика прибора ПТР-3

Пределы регулирования температуры среды	От -30 до +10
Цена деления шкалы температуры прибора, $^\circ\text{C}$	2
Зона нечувствительности, $^\circ\text{C}$	От «min» до 5
Минимальная зона нечувствительности, $^\circ\text{C}$	0,5 -0,3
Цена деления шкалы зоны нечувствительности, $^\circ\text{C}$	1
Основная погрешность прибора по шкале температуры при температуре окружающей среды $20 \pm 5 ^\circ\text{C}$ и номинальном напряжении питания, $^\circ\text{C}$	Не более ± 1 .
Основная погрешность зоны нечувствительности, % от установленного значения	+25
Напряжение питания, В	220/127 +10% -15%
Частота тока, Гц	50 $\pm$ 1
Мощность, потребляемая прибором, ВА	Не более 10
Масса прибора, кг	Не более 3

Прибор ПТР-3 работает при температуре окружающей среды от плюс 5 до плюс 35°C и относительной влажности не более 80 %.

Индивидуальный регулятор температуры РТ-2512-ДО предназначен для регулирования температуры воздуха в помещениях жилых, об-

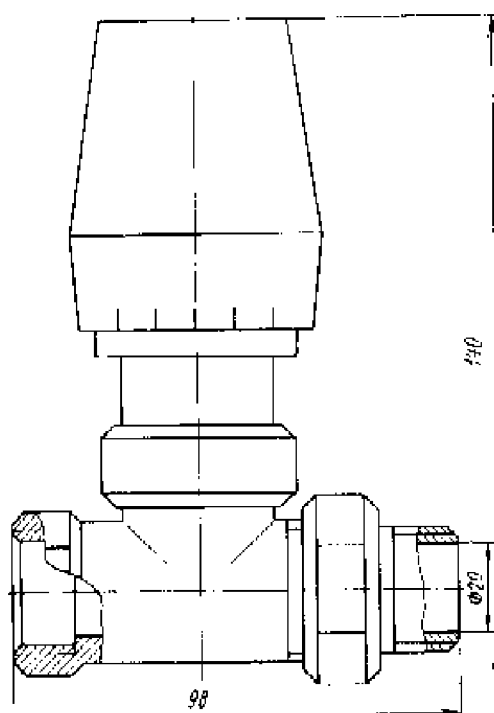


Рис. 5.14. Регулятор температуры PT-2512-ДО

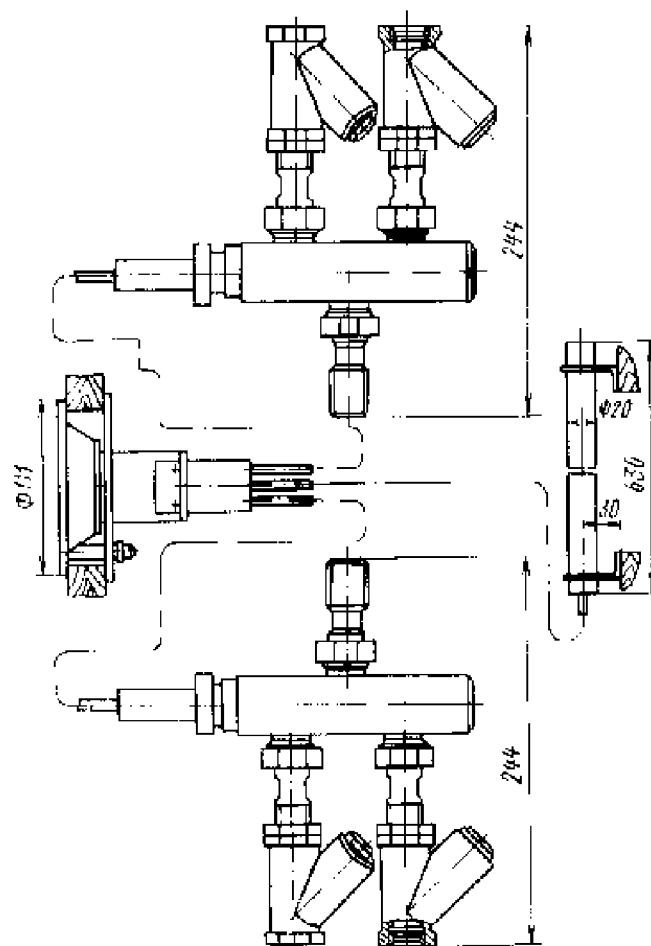


Рис. 5.15. Схема термосистемы РТК-5225М

публичных и производственных зданий путем изменения расхода теплоносителя, подаваемого через нагревательные приборы центрального отопления. Принцип действия основан на зависимости объема жидкого наполнителя от изменения температуры регулируемой среды. Изменение объема наполнителя преобразуется в перемещение штока, воздействующего на регулирующий орган. Регулятор (рис. 5.14) состоит из термосистемы PT-2512 и регулирующего органа ДО. В качестве чувствительного элемента использован датчик температуры с жидким наполнителем. Конструкция датчика позволяет производить фиксацию заданной температуры, ограничивать верхний и нижний диапазоны установок.

Краткая техническая характеристика регулятора PT-2512-ДО

Диаметр условного прохода, мм	15; 20
Пределы настройки, °С	От 18 до 25
Условное давление, МПа	1,0
Температура регулирующей среды, °С	От 3 до 95
Срок службы, лет	Не менее 10
Масса, кг	Не более 0,6
Габаритные размеры, мм	140×98×53
Завод-изготовитель термосистемы	ПО «Промприбор», г. Орел

Регуляторы температуры прямого действия РТК2-5225М 1ТМ-15М; РТК2-5225М 2ТС-15М предназначены для поддержания в заданных пределах температуры воздуха в помещениях жилых, общественных и производственных зданий, оснащенных эжекционными системами кондиционирования воздуха с 4-х трубной системой теплоснабжения. Принцип действия основан на изменении объема термочувствительной жидкости в термобаллонах при изменении температуры регулируемой среды. Изменение объема термочувствительной жидкости вызывает перемещение штока исполнительного механизма термосистемы, воздействующего на шток регулирующего клапана, что ведет к изменению проходного сечения регулирующего органа и, следовательно, изменению расхода регулируемой среды.

Регуляторы состоят из жидкостной манометрической термосистемы и регулирующего органа (рис. 5.15). Термосистема состоит из термобаллона, датчика и двух узлов перестановки. Регулирующий орган имеет устройство для ручного управления подачей горячей и холодной воды и может применяться самостоя-

тельно для ручного регулирования температуры в помещении. Наличие разделительных шкафов и регулирующем органе позволяет заменять термосистему без отключения системы теплоснабжения. Конструкцией регуляторов предусмотрена возможность ограничения настройки по нижнему пределу, верхнему пределу или в одной точке. Изготовитель — ПО «Промприбор» (г. Орел).

Краткая техническая характеристика регулятора типа РТК2-5225М

Диаметр условного прохода, мм	15
Пределы настройки, °С	От 15 до 30
Зона нечувствительности, °С	Не более 0,5
Зона пропорциональности, °С	Не более 6
Условная пропускная способность, м ³ /ч	2,5; 1,6; 1,0; 0,4; 0,25; 0,6
Срок службы, лет	Не менее 10
Масса, кг:	
термосистемы	Не более 3,6
регулирующего органа	2,8
Габаритные размеры, мм:	
термобаллона	20 × 600
датчика	42 × 130
регулирующего органа	244 × 65 × 208

Универсальные электронные приборы. Применяются для регулирования температуры, давления, расхода и отпуска теплоты в системах централизованного теплоснабжения.

Электронные регулирующие приборы серии Р.25. В системах централизованного теплоснабжения применяют регуляторы следующих типов: Р.25.1 — для регулирования давления, расхода, уровня, располагаемого напора; Р.25.2 — для регулирования температуры воды на горячее водоснабжение; Р.25.3 — для регулирования отпуска теплоты (зависимости температуры воды в подающей линии от температуры наружного воздуха).

В качестве датчиков с регуляторами используют электрические манометры типа МЭД, дифференциальные электрические манометры типа ДМ, медные и платиновые термометры сопротивления и хромельконцевые терморезисторы. Исполнительными механизмами регуляторов служат колонки дистанционного управления типа КДУ и исполнительные механизмы типов МЭК и МЭО, допускающие бесконтактную схему регулирования.

Краткая техническая характеристика прибора	
Закон регулирования	Интегральный, пропорциональный, изотермический
Напряжение питания, В	220
Потребляемая мощность, Вт	45
Масса, кг	15

Приборы регулирующие компактные с импульсным выходом типа РС.29.2 предназначены для регулирования заданной температуры или разности температур с линейной (исполнение РС.29.2.22 и РС.29.2.23) и нелинейной (исполнение РС.29.2.32 и РС.29.2.33) зависимостью от температуры наружного воздуха. Приборы предназначены для использования в котельных, ЦТП и т.п. для регулирования горячего водоснабжения и отопления.

Приборы выполняют следующие функции: а) суммирование входных сигналов; б) введение задания и усиление сигнала рассогласования регулируемой величины от задания; в) масштабирование входных сигналов; г) демпфирование входного сигнала; д) формирование выходного сигнала для воздействия на управляемый процесс в соответствии с одним из законов регулирования: пропорциональным совместно с датчиком положения непоминательного механизма; пропорционально-интегральным совместно с исполнительным механизмом; трехпозиционным, двухпозиционным; е) аналого-линейное преобразование по двум каналам с индикацией срабатывания; ж) нелинейное преобразование (исполнение РС.29.2.32 и РС.29.2.33); з) обеспечение питания измерительных преобразователей и внешних задающих устройств; и) индикация состояния входов; к) индикация сигнала рассогласования и положения исполнительного механизма (исполнение РС.29.2.22, РС.29.2.32); л) цифровая индикация по вызову следующих величин: задания, рассогласования, положения исполнительного механизма и величины дополнительного параметра (исполнение РС.29.2.23).

Приборы могут управлять исполнительными механизмами типа ЕСНА, МЭО, электромагнитным пускателем ПМЕ через трехпозиционный тиристорный усилитель У29. В качестве первичных датчиков используются термометры сопротивления типа ТСМ с градуировкой 50 М, 100 М, 23, а также приборы с выходным сигналом 0—5 мА и 0—10 В. Напряжение питания 220 В переменного тока, потребляемая мощность 10 ВА; масса 4 кг.

Все элементы прибора конструктивно объединены в блок, заключенный в металлический корпус. Корпус рассчитан на щитовой утепленный монтаж в вертикальной плоскости. На задней стенке размещена клеммная колодка с тридцатью коммутационными зажимами. На перед

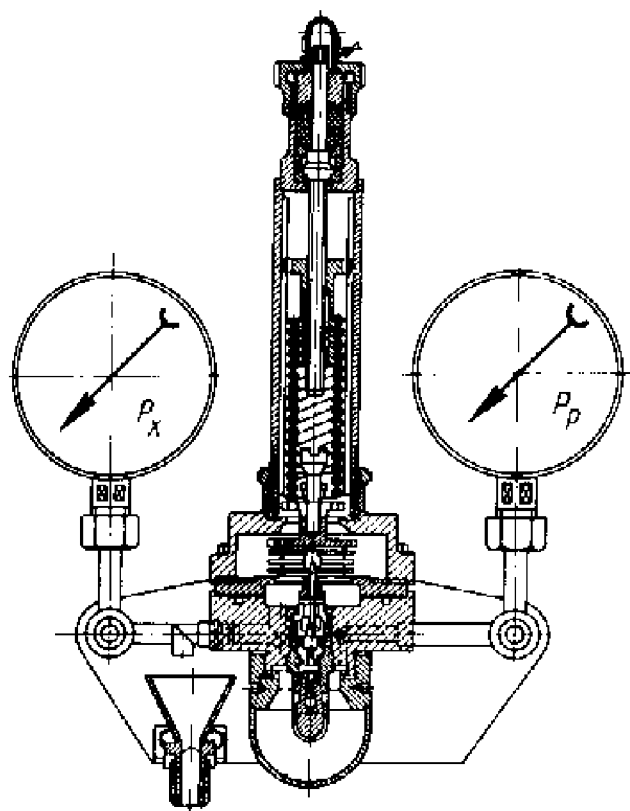


Рис. 5.16. Регулирующий прибор РД-3а односильфонной сборки

ней панели расположены оперативные органы контроля и управления, а органы статической и динамической настройки — на боковых панелях внутри корпуса. Изготавливает приборы РС 29.2 Московский завод тепловой автоматики.

5.3. СРЕДСТВА РЕГУЛИРОВАНИЯ ДАВЛЕНИЯ И РАСХОДА ВОДЫ

Приборы для регулирования давления

Универсальное реле давления РД-3а. Регулирующий прибор РД 3а конструкции Союзтехэнерго (рис. 5.16 и 5.17) является усилительно-управляющим звеном гидравлических регуляторов непрямого действия и рассчитан на работу в комплекте с исполнительными устройствами (клапанами), оборудованными мембранно-пружинным исполнительным механизмом (РК-1, УРРД). Прибор предназначен для регулирования давления, расхода, уровня и перепада давления, а также для защиты абонентов при аварийном нарушении гидравлического режима в системе теплоснабжения.

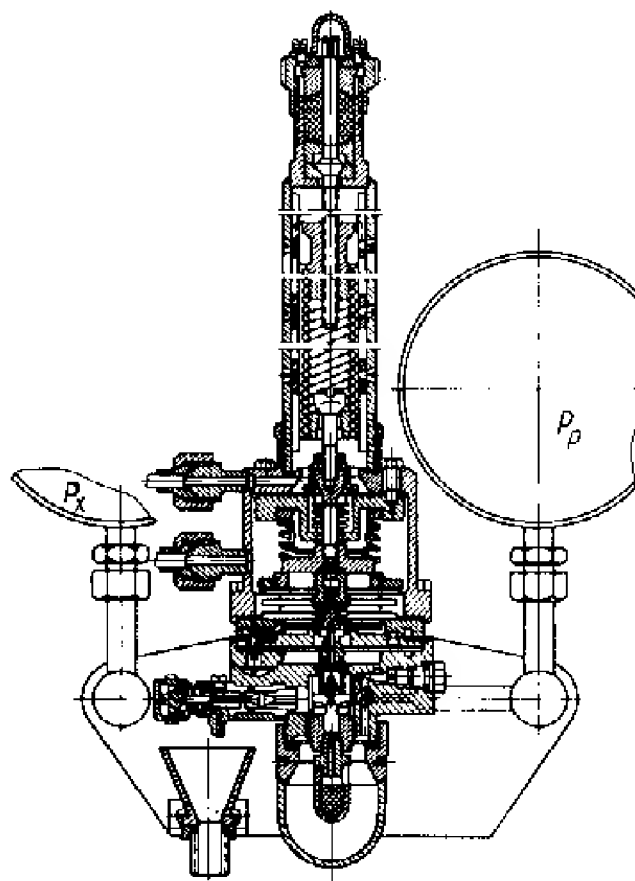


Рис. 5.17. Регулирующий прибор РД-3а трехсильфонной сборки

Техническая характеристика прибора РД-3а

Регулируемая среда	Вода, пар, воздух
Рабочая среда	Вода, воздух
Давление регулируемой среды, кгс/см ²	До 16
давление, перепад давления рабочей среды, кгс/см ²	2—10
Расход рабочей среды:	
вода, л/ч	15—30
газа или воздуха, кг/сут	0,7—1,2
Температура окружающей среды, °С	5—50
Предел настройки, кгс/см ²	0,1—1,0; 0,4—1,6; 0,6—2,6; 1,6—6; 10—16
Зона пропорциональности при регулировании давления (перепада давлений):	
расхода, %	4—25 (от верхнего предела настройки)
уровня, мм вод. ст.	40—250
Зона нечувствительности при регулировании давления (перепада давлений):	
расхода, %	0,5—1 (от верхнего предела настройки)
уровня, мм вод. ст.	До 10
Габаритные размеры, мм:	
односильфонной сборки	284 × 144 × 450
трехсильфонной »	264 × 144 × 570
Масса, кг:	
односильфонной сборки	10,5
трехсильфонной »	14

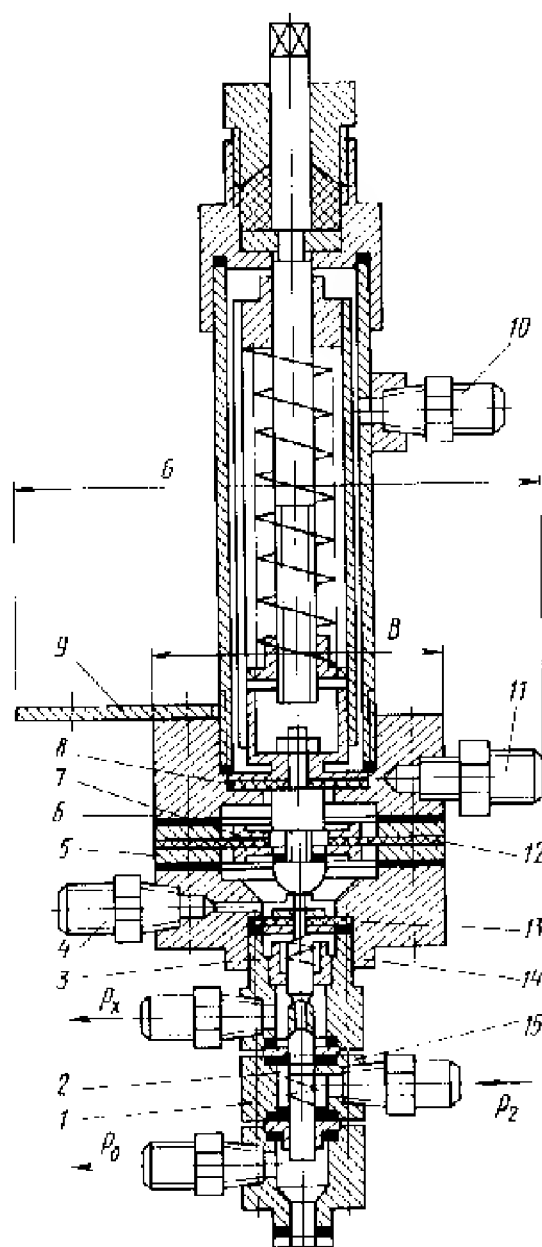


Рис. 5.18. Регулирующий прибор РД-3Б

1 — корпус; 2 — клапан; 3 — клапан; 4 — штуцер; 5 — сменный диск; 6 — верхняя камера; 7 — сменный диск; 8 — бесшальниковый вывод; 9 — пластина; 10 — штуцер; 11 — штуцер; 12 — мембрана; 13 — бесшальниковый вывод; 14 — нижняя камера; 15 — седло

Прибор выполнен в двух модификациях: 1) однопилонная сборка для регулирования давления и уровня в открытых емкостях; 2) трехпилонная сборка для регулирования перепада давления, расхода и уровня в закрытых емкостях.

В основу работы прибора положен принцип «сопла — заслонка». В зависимости от положения заслонки относительно сопла командное давление P_k в импульсной камере может измениться от $P_k = P_p$ (рабочее давление) при пол-

ностью закрытом сопле до $P_k = P_0$ (давление в точке слива) при полностью открытом сопле.

Перемещением заслонки управляет чувствительный элемент регулирующего прибора. При диаметре дросселя постоянного сечения 0,8—1,0 мм и регулируемого сопла 2,5—3,0 мм эффективный ход заслонки составляет 0,2—0,3 мм. Управляющий клапанок может быть собран по схеме «нормально открыт» и «нормально закрыт».

Изготавливает приборы завод «Теплоприбор», г. Улан-Удэ.

Прибор регулирующий РД-3Б является чувствительно усилительным и управляющим элементом гидравлических регуляторов давления, перепада давлений, расхода и уровня непрямого действия.

В комплекте с исполнительными устройствами (клапанами), имеющими мембранные исполнительные механизмы (гидроприводы), прибор применяют для автоматизации систем теплоснабжения и теплопотребления.

При введении в регулятор дополнительных устройств (ускорителей) он может выполнять функции защиты систем теплоснабжения и теплопотребления в случае аварийных нарушений гидравлического режима работы тепловой сети.

Рабочая (управляющая) среда для привода регулятора в действие берется из регулируемого потока или постороннего источника питания.

Прибор РД-3Б выполнен одной модификации — трехмембранной сборки.

Основными узлами прибора (рис. 5.18) являются: усилительный элемент (управляющий клапанок); чувствительный элемент; узел настройки.

Управляющий клапанок бездрессельного типа с дискретным сливом рабочей среды состоит из корпуса 1, собранного из трех дисков, внутри которого размещены седло 15 и подпружиненные клапаны 2 и 3. В диски ввернуты штуцера, служащие для подсоединения линий рабочей среды P_p , командного давления P_k и слива рабочей среды P_0 . Нормально открытую и нормально закрытую сборки клапанка получают изменением подсоединения линий подачи и слива рабочей среды.

Чувствительный элемент состоит из трех мембранных узлов. Узел 15 — чувствительная (рабочая) часть, узлы 8 и 13 — бесшальниковые выводы.

Таблица 5.30. ПАРАМЕТРЫ ПРИБОРА РД-3Б В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ПРЕДЕЛОВ НАСТРОЙКИ

Пределы настройки по давлению, перепаду давлений, МПа	Диаметр, мм		Масса, кг	Габариты, мм
	патрубка	жесткого центра		
От 0,01 до 0,06	120	96	10,5	395 × 265 × 170
» 0,06 » 0,1	93	74		
» 0,1 » 0,16	73	53		
» 0,16 » 0,4	47	37		
» 0,4 » 0,6	37	30	7,5	380 × 170 × 90
» 0,6 » 1,0	29	23		
» 1,0 » 1,6	24	20		

Изменение эффективной площади рабочей мембраны для регулирования параметров различной величины осуществляется за счет установки в прибор смещных дисков 7 и 5.

Узлы мембран размещены в нижней 14 и верхней 6 камерах.

Узел настройки состоит из стакана, внутри которого находится настроечная пружина, одним концом соединенная с чувствительным элементом, а другим, через подвижную опору, — с настроечным винтом.

Для монтажа на объекте прибор оснащен пластиной 9.

На чувствительный элемент регулируемый параметр подается:

- 1) при однопulseм регулировании (по давлению) — через штуцер 4;
- 2) при двухимпульсном регулировании (по перепаду давлений) большее (положительное) значение P_{H1} — через штуцер 11, а меньшее (отрицательное) P_{H2} — через штуцер 4;
- 3) при трехимпульсном регулировании два импульса подаются по аналогии с п. 2, а третий — через штуцер 10.

В тех случаях, когда необходимо дополнительное воздействие на чувствительный элемент с целью обеспечения более плавного регулирования заданного параметра к штуцеру 10 подводится сигнал обратной связи по командному давлению из штуцера P_K .

Прибор включается по сливной схеме с отводом рабочей среды в дренаж ($P_0 = 0$) и по бессливной схеме с возвратом рабочей среды в точку с пониженным по отношению к точке забора давлением при соблюдении следующих условий:

- разность давлений между точками забора и возврата рабочей среды $P_p - P_0 \geq 2 \text{ кгс/см}^2$;
- гидропривод клапана — двустороннего действия,
- штуцера P_K и 10 между собой соединены.

Работа прибора заключается в преобразовании механических перемещений чувствительного элемента в соответствующее изменение командного давления P_K . Эти перемещения возникают от нарушения разности между натяжением настроечной пружины и усилием на чувствительном элементе при отклонениях регулируемого параметра от заданного значения.

Рабочая среда с давлением P_p подводится в корпус управляющего клапана.

Если величина регулируемого параметра соответствует заданному значению, то клапанок 3 перекрывает отверстие в клапанке 2, а последнее отверстие в седле 15. Вследствие этого приток рабочей среды через управляющий клапанок и слив ее отсутствуют, а командное давление имеет промежуточное значение в диапазоне $P_0 \leq P_K \leq P_p$.

Техническая характеристика прибора РД-3Б

Регулируемая среда	Вода, пар, воздух
Давление регулируемой среды, кгс/см ²	До 46
Температура регулируемой среды, °С	До 180
Рабочая (управляющая) среда	Вода, воздух
Давление рабочей среды, кгс/см ²	2–10
Температура рабочей среды, °С	До 90
Постоянная времени, с	Не более 30
Расход рабочей среды:	
вода, л/ч	До 30
воздух, кг/ч	До 0,05
Зона пропорциональности от верхнего предела настройки, %	4–25
Зона нечувствительности:	
от верхнего предела настройки, %	0,5–2,5
для уровня, мм вод. ст.	10

Параметры прибора в зависимости от пределов настройки приведены в табл. 5.30.

Изготавливает приборы завод «Теплоприбор», г. Улан-Удэ.

Обозначение прибора РД-3Б с верхним пределом настройки 1,6 МПа (16 кгс/см²) при заказе: «Прибор регулирующий РД-3Б-1,6, ТУ 25-02.160144-81».

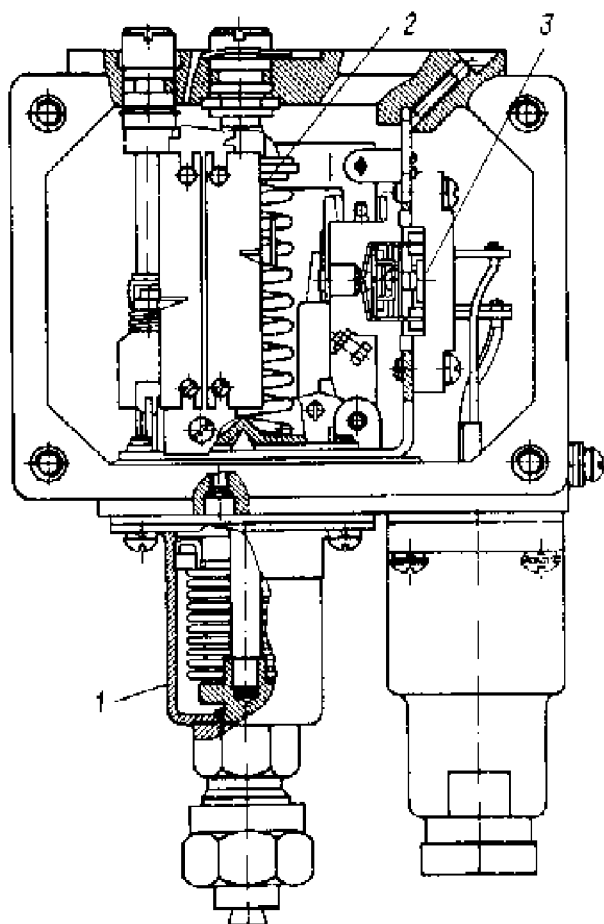


Рис. 5.19. Реле давления типа РД-1Б
1 — чувствительный сильфон; 2 — узел настройки;
3 — микропереключатель

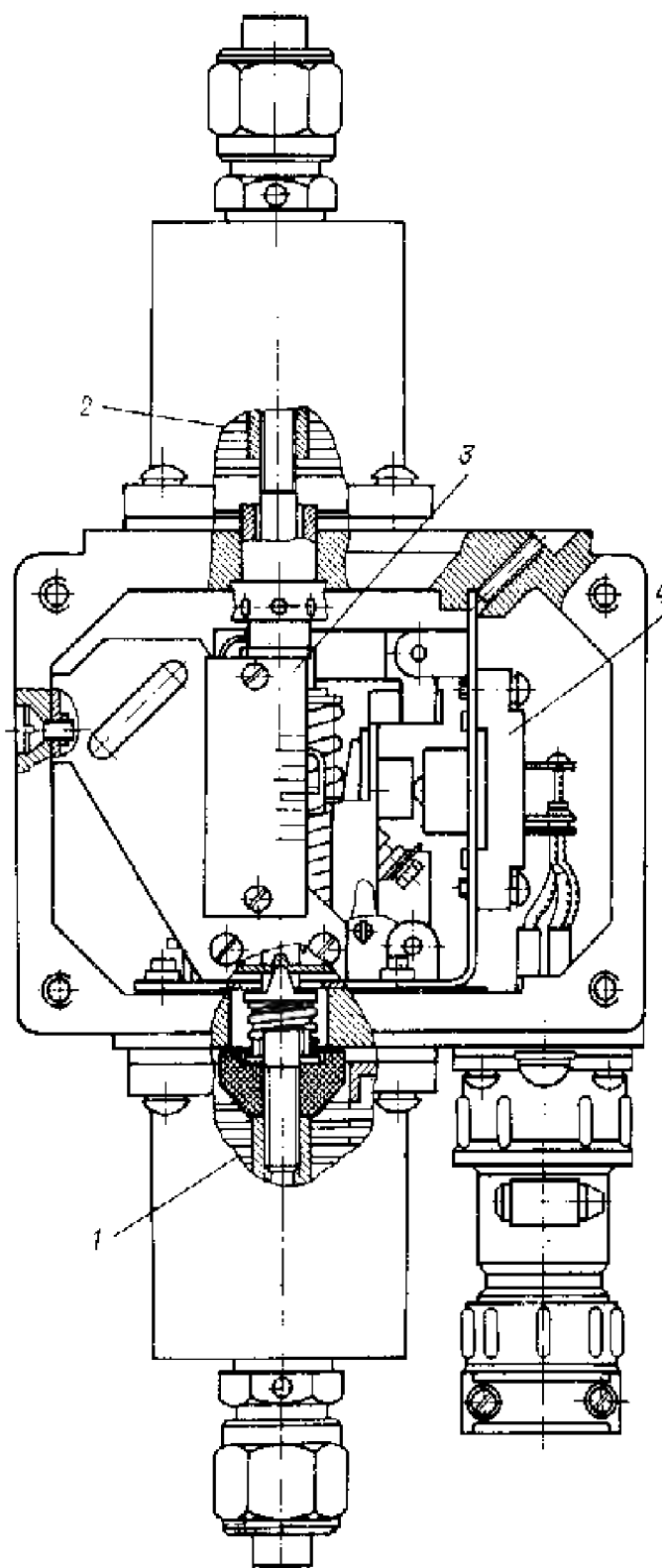


Рис. 5.20. Реле разности давлений типа РКС
1, 2 — чувствительный сильфон; 3 — узел настройки;
4 — микропереключатель

Реле давления РД-1Б0М5, РД-2Б0М5

(рис. 5.19) применяют в системах контроля управления и регулирования давления. Приборы могут работать в интервале температур наружного воздуха от -50 до 65°C при относительной влажности до 80% в условиях вибрации.

Приборы РД-1Б0М5 выпускаются с зоной нечувствительности, направленной в сторону повышения (относительно установки) давления контролируемой среды (т. е. установка соответствует срабатыванию контактов при понижении давления). Приборы РД-2Б0М5 выпускаются с зоной нечувствительности, направленной в сторону понижения (относительно установки) давления контролируемой среды (т. е. установка соответствует срабатыванию контактов при повышении давления). Техническая характеристика приборов приведена в табл. 5.31

Реле разности давлений РКС предназначены для контроля за заданной разностью давлений (в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, до и после насосов). Прибор состоит из следующих основных частей (рис. 5.20): двух чувствительных систем; узла настройки установки прибора; передаточного механизма; переключателя деаифера; разъема; шту-

Таблица 5.31. ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РЕЛЕ ДАВЛЕНИЯ РД

Модификация прибора	Пределы уставок, кгс/см ²	Зона нечувствительности регулируемая, кгс/см ²		Основная допустимая погрешность срабатывания, кгс/см ²	Разброс срабатываний, кгс/см ²
		минимальная	максимальная		
РД-1Б-010М5 РД-2Б-010М5	0,3	0,5	2,5	0,17	0,05
РД-1Б-020М5 РД-2Б-020М5	1—10	1,0	6,0	0,24	0,1
РД-1Б-030М5 РД-2Б-030М5	7—19	2,0	5,0	0,5	0,2
РД-1Б-040М5	0,95—1,5	0,4	1,0	0,1	0,05
РД-1Б-050М5 РД-2Б-050М5	10—30	3,0	6,0	0,5	0,2
РД-1Б-060М5 РД-2Б-060М5	20—60	5,0	20	1,5	0,5

Таблица 5.32. МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫЕ РАЗНОСТИ ДАВЛЕНИЯ КОНТРОЛИРУЕМЫХ СРЕД

Модификация прибора	Максимально допускаемое давление, кгс/см ²	Максимально допускаемая разность давлений, кгс/см ²	Модификация прибора	Максимально допускаемое давление, кгс/см ²	Максимально допускаемая разность давлений, кгс/см ²
РКС-1-0М5-01	22	22	РКС-1-0М5-03	30	25
РКС-1-0М5-01А	22	22	РКС-1-0М5-03А	30	30
РКС-1-0М5-02А	16	16			

Таблица 5.33. ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РЕЛЕ РКС

Модификация прибора	Значения предельных уставок, кгс/см ²	Рабочее давление, кгс/см ²	Зона нечувствительности, кгс/см ²	Основная погрешность, кгс/см ²	Разброс срабатываний, кгс/см ²
РКС-1-0М5-01	0,2—2,5	8,0	0,5	0,15	0,04
РКС-1-0М5-01А	0,2—2,5	8,0	0,6	0,15	0,04
РКС-1-0М5-02А	0,5—4,0	8,0	0,4	0,15	0,04
РКС-1-0М5-03	0,6—6,0	5,0	0,7	0,3	0,08
РКС-1-0М5-03А	0,6—6,0	5,0	1,0	0,3	0,08

цера. Принцип действия прибора основан на уравнивании силы, создаваемой разностью давлений контролируемой среды на сильфон, силами упругих деформаций сильфонов и пружины. Нарушение равновесия сил, вызвавших изменением разности давлений контролируемой среды, приводит к перемещению рычагов, переключающих контактные приборы.

Приборы сохраняют свою работоспособность в интервале температур от 50° до 65 °С при относительной влажности до 98 %, в условиях вибрации, при отклонении от вертикали до 45°.

после воздействия максимально допустимых разностей давлений контролируемых сред (табл. 5.32). Техническая характеристика приборов приведена в табл. 5.33

Поплавковое реле РП-40 (рис. 5.21) предназначено для контроля за уровнем воды при температуре окружающего воздуха 5—60 °С в резервуарах и для включения или выключения сигнальных устройств или исполнительных механизмов при отклонении уровня жидкости от заданного. Чувствительным элементом реле яв-

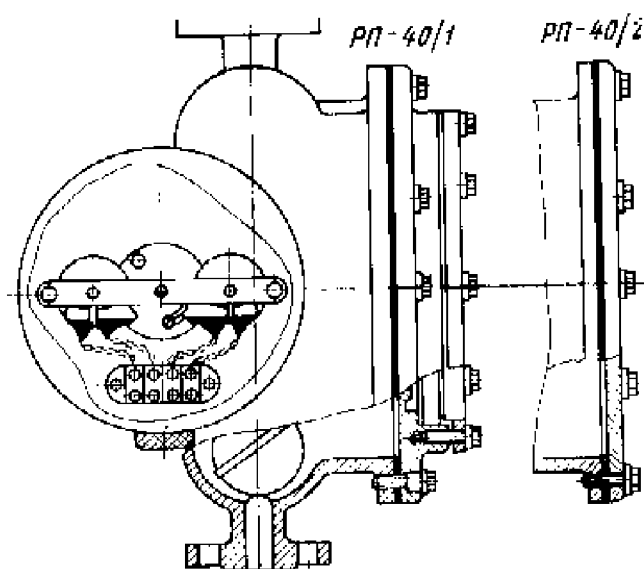


Рис. 5.21. Поплавковое реле РП-40

ляется поплавков. Реле имеет два контактных устройства (ртутных переключателя), из которых каждое может быть или нормально закрыто, или нормально открыто. При отклонении уровня жидкости от заданного положения поплавков через систему тяг поворачивает ртутные переключатели и вызывает замыкание одной электрической цепи и размыкание другой.

Техническая характеристика реле РП-40

Погрешность срабатывания, мм	± 10
Условное давление, кгс/см ²	5
Нагрузка на контакты, А	3 при 220 В; 5 » 127 В.

Масса, кг:

РП-40/1	11
РП-40/2	9

Датчик уровня поплавковый (рис. 5.22) предназначен для сигнализации верхнего или нижнего уровня воды в расширительном баке, дренажном приемке и т. п. Корпус датчика представляет собой отрезок латунной трубки диаметром 12–15 мм, к которому сверху и снизу припаяны ограничители. Вдоль трубки перемещается поплавок из пенопласта с впрыснутыми в него магнитами. В трубку помещен герметичный контакт (геркон), провода от которого выведены наружу. Для датчика нижнего уровня геркон размещен в нижней части корпуса для датчика верхнего уровня — в верхней. Внутри трубка с герконом залита эпоксидной смолой, что обеспечивает полную герметичность датчика. Провода выводов одновременно служат для крепления (подвешивания) датчика, который подвешивают на заданном уровне внутри расширительного бака или дренажного

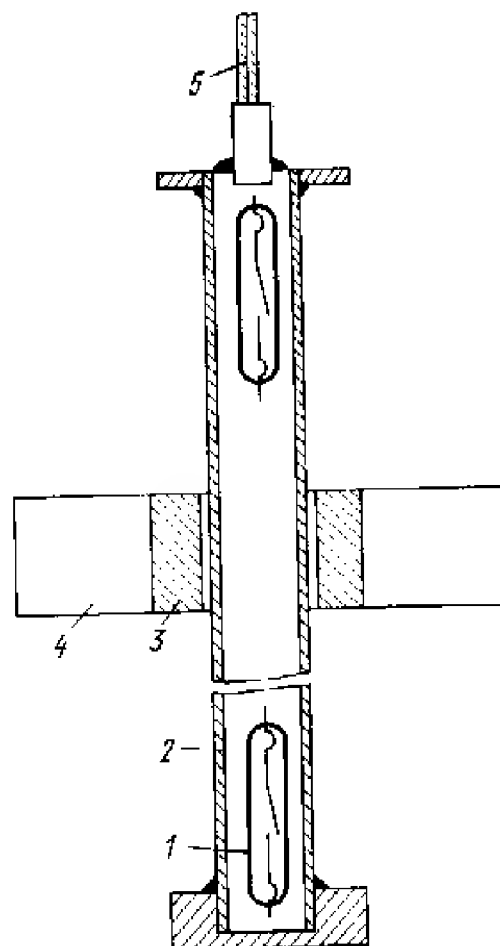


Рис. 5.22. Датчик уровня поплавковый

1 — геркон; 2 — корпус; 3 — магнит; 4 — поплавок;
5 — вывод

приемка. При достижении заданного уровня поплавков перемещается вверх (или опускается вниз), геркон срабатывает и подает сигнал в схему автоматики или сигнализации о достижении заданного уровня. Герметичная конструкция датчика допускает длительное нахождение его под водой. Длина датчика 100 мм, масса 0,15 кг. Датчики выпускает объединение «Мосинжремонт».

Регуляторы расхода и давления УРРД. Универсальный регулятор расхода и давления прямого действия типа УРРД односильфонный, разгруженный применяется для стабилизации давления «до и после себя», расхода, перепада давлений. Регулятор собирают по схеме «нормально открыт или нормально закрыт», для этого золотник регулятора поворачивают на 180°. Регулятор прямого действия (рис. 5.23) состоит из односедельного регулирующего органа, разгруженного сильфонным узлом, и мембранно-пружинного исполнительного механизма. Регулируемое давление может быть подведено к

верхней полости мембранного привода при регулировании давления «после себя», к нижней полости — при регулировании давления «до себя» и к обеим полостям — при регулировании перепада давлений. Величину регулируемого давления устанавливают за счет натяжения пружины настройки, а также за счет применения пружин различной жесткости.

Техническая характеристика регулятора УРРД		
условное давление, кгс/см ²	16	
Температура регулируемой среды, °С	До 180	
Верхний предел настройки давления и перепада давлений, кгс/см ²	1,0; 2,5; 4,0; 6,0	
Зона пропорциональности, %	12 20 (от верхнего предела настройки) 25, 50, 80	
Условный диаметр, мм		
Коэффициент пропускной способности K_v , м ³ /ч	6, 25, 60	
Гарантийный срок службы, лет	2	
Габариты, мм; масса, кг:		
$D_x = 25$	220 × 160 × 750;	28
$D_x = 50$	220 × 230 × 815;	29
$D_x = 80$	220 × 310 × 815;	52

Изготавливает приборы завод «Теплоприбор», г. Улан-Удэ

Наиболее распространенные схемы включения регуляторов прямого действия УРРД показаны на рис. 5.24.

Регулятор универсальный прямого действия модернизированный УРРД-М предназначен для поддержания гидравлического режима в теплофикационных системах путем регулирования давления, перепада давлений или расхода теплоносителей.

Регулятор применяют как регулятор прямого действия для автоматизации абонентских вводов жилых и общественных зданий, как исполнительное устройство (клапан) в гидравличе-

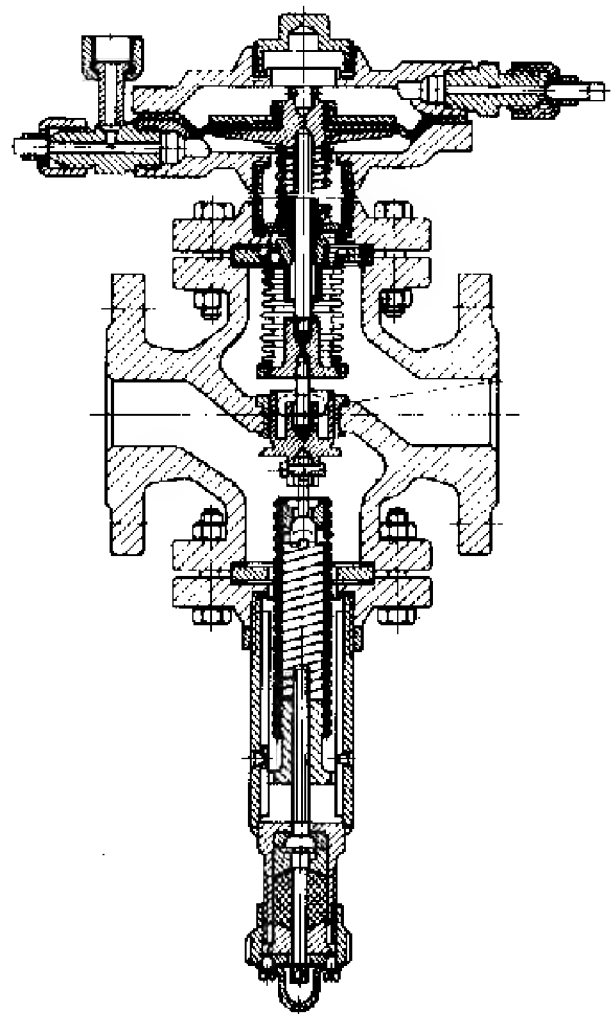
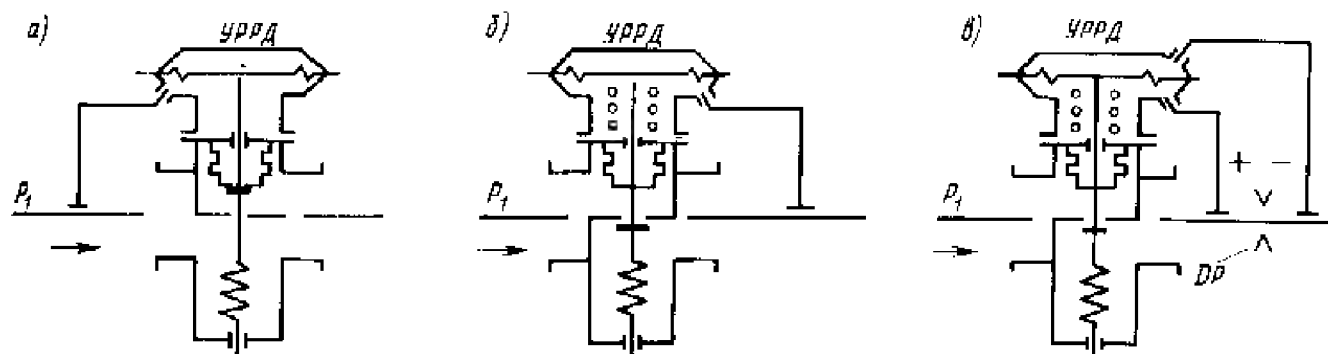


Рис. 5.23. Регулятор расхода и давления УРРД

ских регуляторах непрямого действия для регулирования давления, перепада давлений, расхода, уровня или температуры.

В корпусе регулятора размещен запорно-регулирующий узел, состоящий из подвижного подпружиненного седла, неподвижного седла и кольцевого разгруженного затвора (рис. 5.25). В зависимости от схемы регулирования затвор собирают по нормально открытому «НО» или нормально закрытому «НЗ» варианту.

Рис. 5.24. Типовые схемы включения регуляторов УРРД
а — регулирование подпора; б — регулирование давления; в — регулирование расхода; ДР — дроссельная шайба



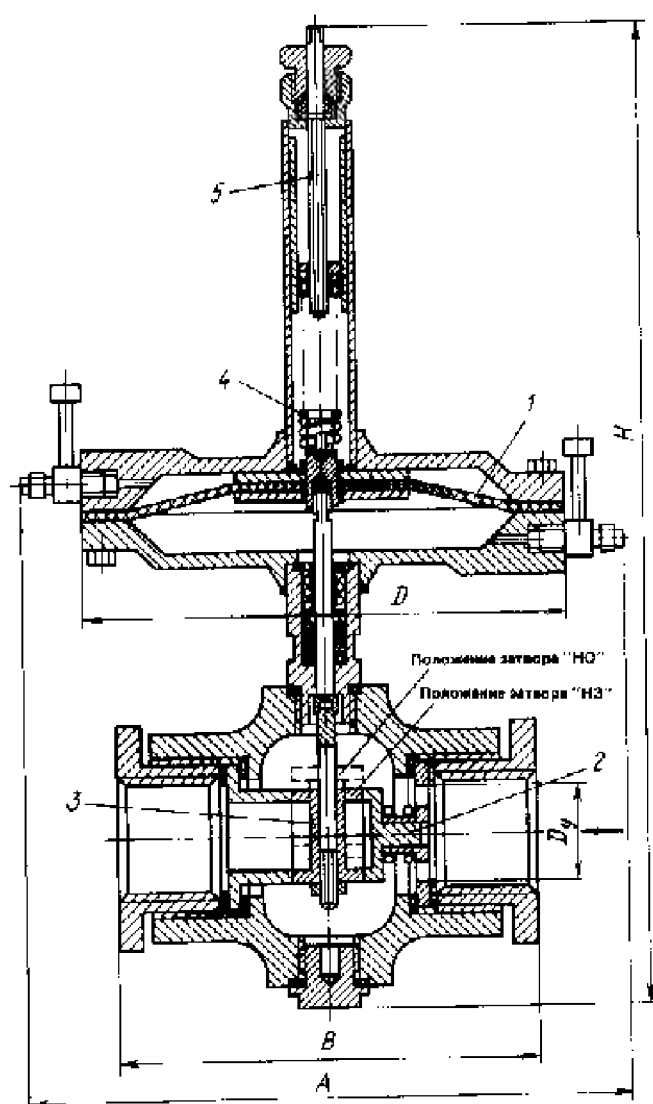


Рис. 5.25. Регулятор расхода-давления модернизированный типа УРРД-М

1 — гидропривод; 2 — неподвижное седло; 3 — затвор; 4 — пружина настройки; 5 — винт настройки

Сверху корпуса размещен мембранный исполнительный механизм (гидропривод), являющийся одновременно чувствительным элемен-

том регулятора. Гидропривод состоит из мембраны с жестким центром, зажатой между двумя чашами со штуцерами, и стакана с настрочной пружиной. Один конец пружины соединен с настроенным винтом, а другой с жестким центром мембраны. Затвор и жесткий центр соединены между собой штоком.

Работа регулятора заключается в изменении расхода проходящей через него среды в зависимости от изменения величины регулируемого параметра.

Импульс регулируемого параметра подводится непосредственно в камеру гидропривода. Возникающее при этом на мембране усилие (разность усилий при регулировании расхода или перепада давлений) уравнивается натяжением настрочной пружины.

Отклонение регулируемого параметра от заданного значения нарушает равновесие действующих на мембрану сил, что приводит к перемещению затвора в сторону восстановления за счет изменения расхода среды, заданного значения регулируемого параметра.

Техническая характеристика регулятора УРРД-М

Регулируемая среда	Вода, воздух
Давление регулируемой среды, кгс/см ²	16
Температура регулируемой среды, °С	До 150
Зона:	
пропорциональности, %	До 25
чувствительности, % от верхнего предела настройки	До 2,5
герметичность затвора, % от K_v	До 0,5

Крепление на трубопроводах регуляторов УРРД-М диаметром 80—150 мм стандартное, фланцевое, а диаметром 25—56 мм — муфтовое.

Основные данные регулятора УРРД-М приведены в табл. 5.34.

Таблица 5.34. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ РЕГУЛЯТОРА УРРД-М

D_2 , мм	Предел настройки, кгс/см ²	Условная пропускная способность K_v , м ³ /ч	Ход затвора, мм	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
				A	B	H	
25	0,1 — 0,6	6,0	10	310	110	555	14
50		25,0	10				15,0
80		60,0	18			605	19,0
100		100,0	18				21,0
150		250,0	22	310	130	630	24,0

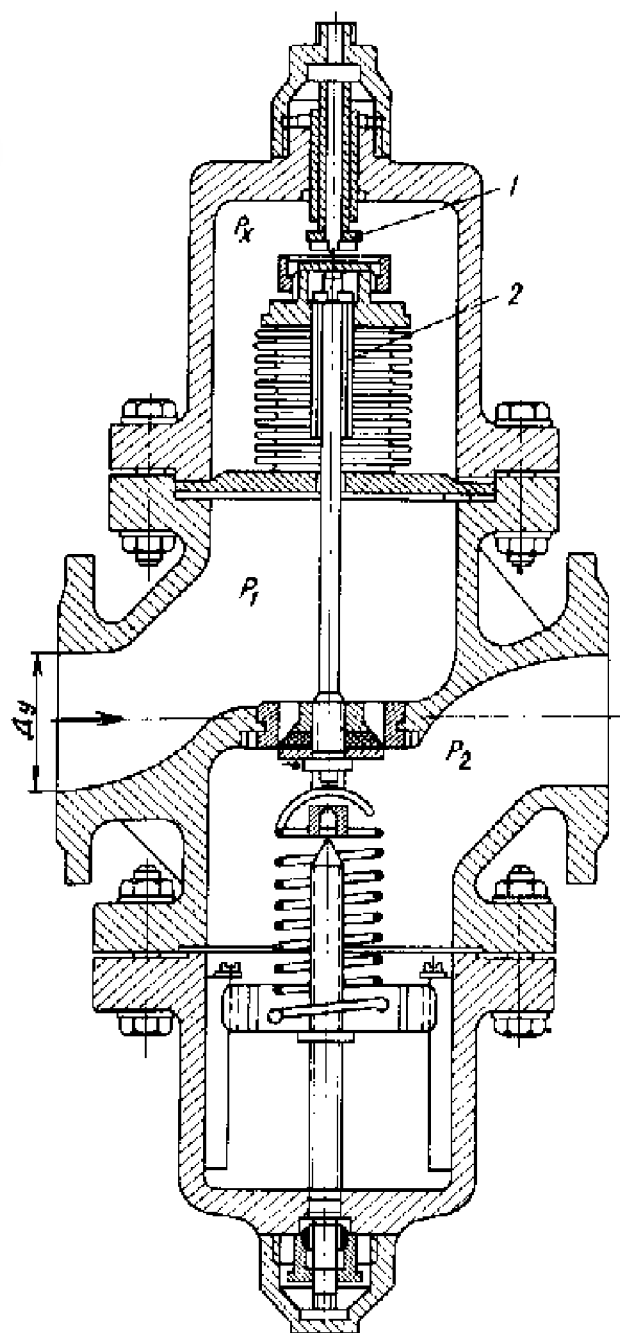


Рис. 5.26. Регулятор прямого действия типа РР
1 — подвижная иглулка; 2 — неподвижная иглулка

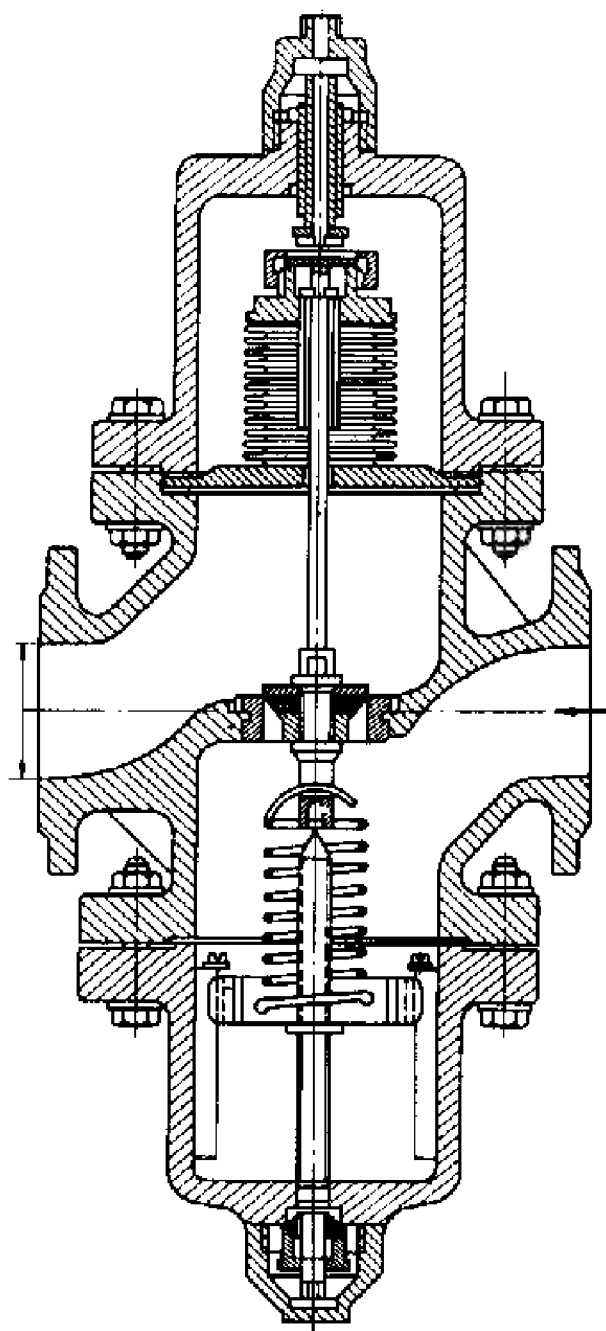


Рис. 5.27. Регулятор давления типа РД

Диаметр гидропривода регулятора УРРД М в зависимости от диапазона настройки приведен ниже.

Диаметр D , мм	220	170	132
Диапазон настройки, кгс/см ²	0,1 — 0,3	0,4 — 1,5	1,6 — 6,0

Изготавливает приборы завод «Теплоприбор» (г. Улан-Удэ).

Пример обозначения регулятора УРРД-М

диаметром 80 мм с верхним пределом настройки 0,16 МПа при заказе: «Регулятор УРРД-М-80-1,6, ТУ 25-0,2.160141—81.»

Регуляторы расхода и подпора РР(РД). Регуляторы прямого действия РР(РД) односедельные разгруженные применяют в качестве регуляторов перепада давлений (расхода) и давления «до себя» (подпора), а также в качестве регулирующих клапанов в схемах регулирования температуры воды на горячее водоснабжение (вместе с датчиком ТРБ-2) и в установках приточной вентиляции (вместе с датчи

Таблица 5.35. КОНСТРУКТИВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ РЕГУЛЯТОРОВ ПОДПОРА РД И РАСХОДА РР

Тип регулятора	Условный диаметр, мм	Подъем плунжера, мм	Неравномерность,		Рекомендуемый расход воды, м ³ /ч	Масса, кг
			кгс/см ²	м ³ /ч		
(РД) РР-25	25	4	0,13	6	0—2,2	11
(РД) РР-40	40	5	0,12	14	2,2—4,0	21
(РД) РР-50	50	8	0,12	23	4—8,0	30
РР-80	80	10	0,08	51	8—25	88
РР-100	100	15	0,05	81	25—80	113

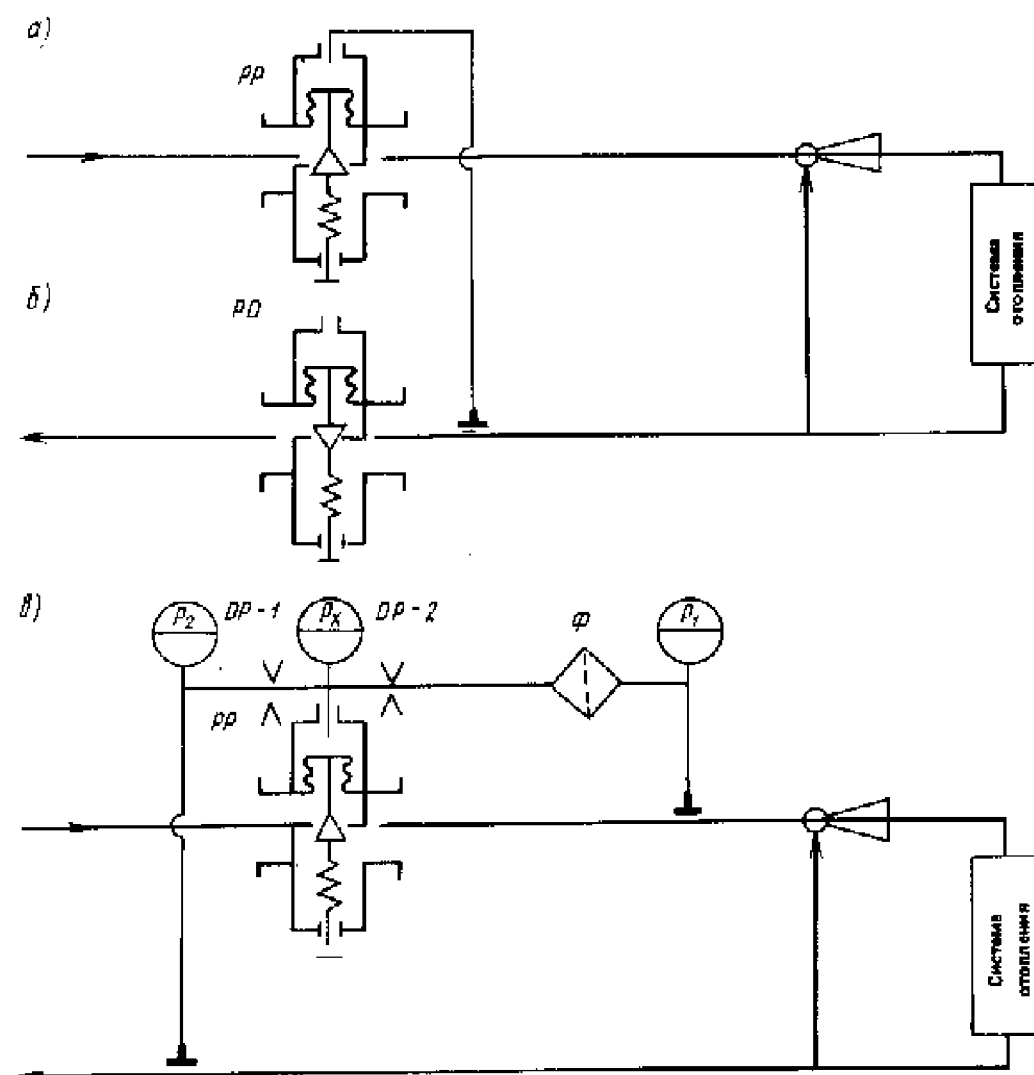


Рис. 5.28. Типовые схемы включения РР и РД

а — регулирование располагаемого напора клапаном РР при $\Delta p \leq 2$ кгс/см² (0,2 МПа); б — регулирование подпора клапаном РД; в — регулирование располагаемого напора клапаном РР при $\Delta p \geq 2$ кгс/см² (0,2 МПа)

ком ТРБ В) для регулирования температуры воздуха.

Регулятор разгруженный (рис. 5.26, 5.27): давление P_2 до клапана действует в двух противоположных направлениях: на золотник клапана и на разгрузочный сильфон. Регулируемые параметры — давление P_2 в регуляторе РД или разность давлений $P_2 - P_1$ в регуляторе РР — уравниваются пружиной настройки. При работе регулятора в качестве регулирующего клапана его перемещение зависит от величины командного давления P_1 . При сни

жении давления P_1 до нуля регулятор полностью закрывается, при увеличении P_1 до величины P_1 регулятор полностью открывается. Степень закрытия и открытия клапана ограничена неподвижной втулкой 2 и подвижной 1. Регуляторы рассчитаны на условное давление $\sim 1,6$ МПа до (16 кгс/см²) при температуре регулируемой среды до 150 °С.

Регуляторы выпускают объединения «Моссантехпром», завод «Коммунальник» (г. Рига). Основные технические характеристики регуляторов приведены в табл. 5.35. Наиболее распро

Таблица 5.36. ПОДБОР ДРОССЕЛЬНЫХ ШАЙБ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ РАСПОЛАГАЕМОГО НАПОРА ПЕРЕД СИСТЕМОЙ ОТОПЛЕНИЯ

Располагаемый напор перед системой отопления, м	Диаметр дроссельной шайбы, мм, со стороны		Располагаемый напор перед системой отопления, м	Диаметр дроссельной шайбы, мм со стороны	
	подающего трубопровода	обратного трубопровода		подающего трубопровода	обратного трубопровода
21	0,8	1,1	48	0,9	0,8
24	0,8	1,0	61	1,0	0,8
28	0,8	0,9	80	1,1	0,8
36	0,8	0,8			

Таблица 5.37. ХАРАКТЕРИСТИКИ РЕГУЛЯТОРОВ 21ч26р

Условный диаметр, мм	Пределы регулирования, кгс/см ²				Порог чувствительности, кгс/см ²	K _v , м ³ /ч	Масса, кг
	исполнение						
	A	B	B	Г			
25	2—5	5—10	—	—	0,7	5	9,5
50	2—4	4—10	7—10	—	0,5	16	21
80	2—4	4—6	6—8	8—10	0,5	40	48
100	2—4	4—6	6—8	8—10	0,3	63	70
125	2—4	4—6	6—8	8—10	0,3	100	103
150	2—4	4—6	6—8	8—10	0,3	160	149

Примечание. K_v — коэффициент пропускной способности регулятора расхода воды через полностью открытый клапан при перепаде давления на нем 1 кгс/см².

странные схемы включения РР(РД) как регулятора прямого действия показаны на рис. 5.28.

Дроссели для регуляторов РР подбирают по данным табл. 5.36

Регуляторы давления прямого действия 21ч26р. Регуляторы давления прямого действия «после боя» пружинные фланцевые чугунные типа 21ч26р (рис. 5.29) предназначены для регулирования давления воды или пара после регулятора с температурой до 225 °С.

Регуляторы поставляют настроенными на нижний предел регулируемого давления. Неравномерность регулирования составляет 20 % нижнего предела настройки.

Технические характеристики регулятора приведены в табл. 5.37.

Регуляторы давления прямого действия 21ч10 (12)нж. Регулятор давления прямого действия двухседельный грузовой с мембранным гидроприводом предназначен для поддержания постоянного давления регулируемой среды в трубопроводе. Регулятор 21ч10нж (исполнение «после себя») поддерживает давление за регулятором по направлению потока среды, а регулятор 21ч12нж (исполнение «до себя») поддер-

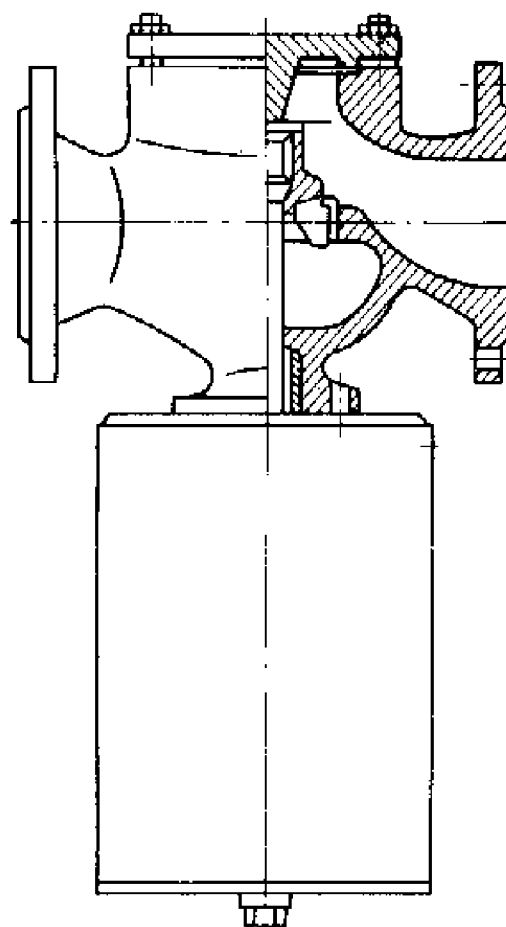


Рис. 5.29. Регулятор давления пружинный типа 21ч26р

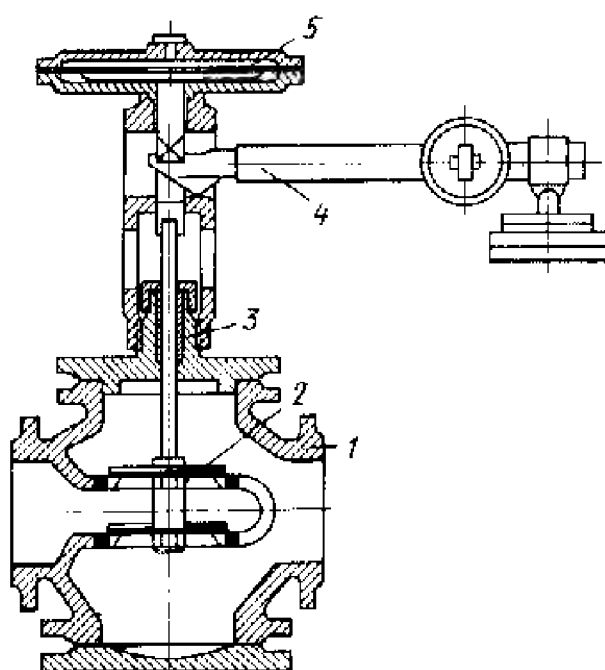


Рис. 5.30. Регулятор давления грузовой типа 21ч10 (12) нж
1 — корпус; 2 — клапан; 3 — сальник; 4 — рычаг;
5 — привод

живает давление до регулятора по направлению потока среды. В модели 21ч12нж в отличие от модели 21ч10нж золотник повернут на 180°. Регуляторы устанавливают на трубопроводах, транспортирующих жидкие неагрессивные среды с температурой до 200 °С, и условном давлении до 16 кгс/см².

Общий вид регулятора давления 21ч10(12)нж показан на рис. 5.30. Корпус регулятора 1 проходного типа изготовлен из чугуна, двухседельный клапан 2 — из нержавеющей стали 2Х12, прокладки из паронита, в качестве набивки сальника 3 использован пролитанный асбест. Подвижная часть рычажной системы 4 имеет призматические опоры. Регулятор снабжен мембранным приводом с резиновой мембраной 5 и комплектом грузов на требуемый предел давления.

Регулируемое давление среды подается к мембранному приводу через импульсную трубку. При заданном давлении усилие от мембранного привода на шток уравнивается усилием от грузов и золотник клапана находится в одном из промежуточных положений. При

Таблица 5.38. ХАРАКТЕРИСТИКИ РЕГУЛЯТОРОВ 21ч10(12)нж

Условный диаметр, мм	Коэффициент пропускной способности, м ³ /ч	Зона ответственности, кгс/см ²	Ход штока, мм	Масса регулятора без грузов и мембранной головки, кг
50	40	0,5	7	42
80	100	—	10	70
100	160	—	13	85
125	250	—	16	105
150	360	0,3	19	134
200	640	—	25	240
250	1000	—	30	325

Таблица 5.39. ВЫБОР ПРИБОРА И МАССЫ ГРУЗОВ ДЛЯ РЕГУЛЯТОРОВ 21ч10(12)нж

Пределы регулируемого давления, кгс/см ²	D _н — 50—250 мм				
	№ мембранной головки, мм	наружный диаметр мембранной головки, мм	число гирь массой, кг		
			5	3	1
0,15—0,65	4	375	2	—	2
0,65—1,85	4	375	3	—	2
0,85—1,0	4	375	4	—	1
1,0—2,0	2	225	1	1	—
2,0—2,5	2	225	2	—	1
2,5—3,5	2	225	3	1	—
3,5—5,0	2	225	6	—	—
5,0—8,0	1	185	3	—	2
8,0—9,5	1	185	4	—	1
9,5—13,0	1	185	6	—	—

общая масса груза, кг

увеличении регулируемого давления выше давления настройки подвижная система регулятора начнет перемещаться вниз, что приведет к прикрытию затвора регулятора. Сопротивление регулятора увеличивается, регулируемое давление снизится. При снижении давления в трубопроводе за клапаном регулятор действует в обратной последовательности. В случае применения регулятора 21ч12нж (исполнение «до себя») при повышении регулируемого давления клапан открывается до тех пор, пока усилие, развиваемое мембранным гидроприводом, не станет равным усилию от массы грузов.

Наладка регулятора заключается в проверке полного хода штока и настройке регулятора на требуемое давление. Ход штока должен быть в пределах, указанных в табл. 5.38. Номер модификации мембранного привода и массу грузов выбирают в зависимости от диапазона настройки регулируемого давления по табл. 5.39.

Изготавливает регуляторы 21ч10(12)нж Бузульминский механический завод.

Предохранительные клапаны 17ч36р. Предохранительные клапаны предотвращают возможность возникновения недопустимо высокого давления в установках и системах. В теплоснабжении используют односедельные малоподъемные рычажно-грузовые клапаны, конструктивно простые и не требующие специальной регулировки. Клапаны предохранительные малоподъемные однорычажные фланцевые чугунные 17ч36р показаны на рис. 5.31. Предназначены для установки на стационарных котлах, резервуарах или трубопроводах, в которых рабочей средой являются вода, пар или другие жидкости или газообразные среды при температуре до 225 °С. Клапан в рабочем положении устанавливается таким образом, чтобы рычаг был расположен горизонтально, а шток — вертикально. Для продувки клапана рычаг поднимают вручную. Клапан настраивают для работы при требуемом давлении установкой на плече рычага соответствующих грузов (табл. 5.40). Грузы поставляют только по особому заказу. Корпус и крышка клапана изготовлены из чугуна, уплотнение затвора обеспечивается латунными уплотнительными кольцами в корпусе и золотнике.

Регулятор напора РН конструкции Союзтехэнерго (рис. 5.32) предназначен для автоматического поддержания располагаемого напора на абонентских вводах жилых, промыш-

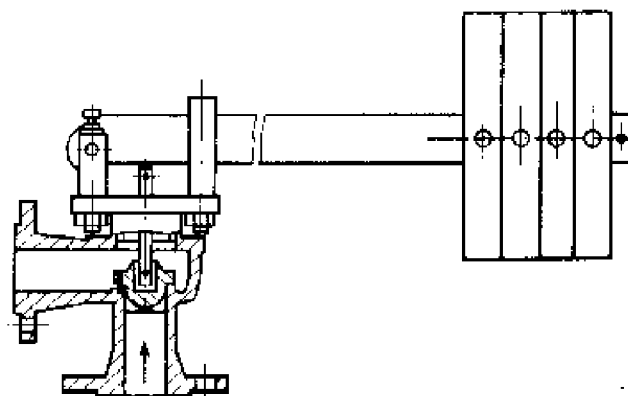


Рис. 5.31. Сбросной клапан 17ч36р

Таблица 5.40. ХАРАКТЕРИСТИКИ
ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫХ КЛАПАНОВ 17ч36р

D_n , мм	Предел настройки, кгс/см ²	Масса груза, кг	$F_{пл}$, м ² /ч	Масса клапана, кг
25	3—9 1—16	5 10	1,6	7
40	4—9 1—16	11,5 23	4	12,6
50	3—6 7—11 12—16	11,5 23 34,5	6,3	16

Краткая техническая характеристика регулятора напора РН

Диапазон регулирования, мм вод. ст.	0,5—60
Зона:	
пропорциональности, % верхнего предела настройки	До 10
нечувствительности, % верхнего предела настройки	До 1,0
Постоянная времени, с	Не более 30
Температура регулируемой среды, °С	До 150
Давление регулируемой среды, кгс/см ²	До 16

ленных и общественных зданий. Отличительная особенность заключается в том, что допускается установка на вертикальных трубопроводах.

Регулятор давления прямого действия УФ 63003-015 предназначен для понижения и поддержания в заданных пределах давления воды перед водоразборной арматурой. Его устанавливают в системах горячего и холодного водоснабжения зданий повышенной этажности непосредственно перед водоразборной арматурой.

Основными узлами и деталями регулятора давления (рис. 5.33) являются: затвор и сборе

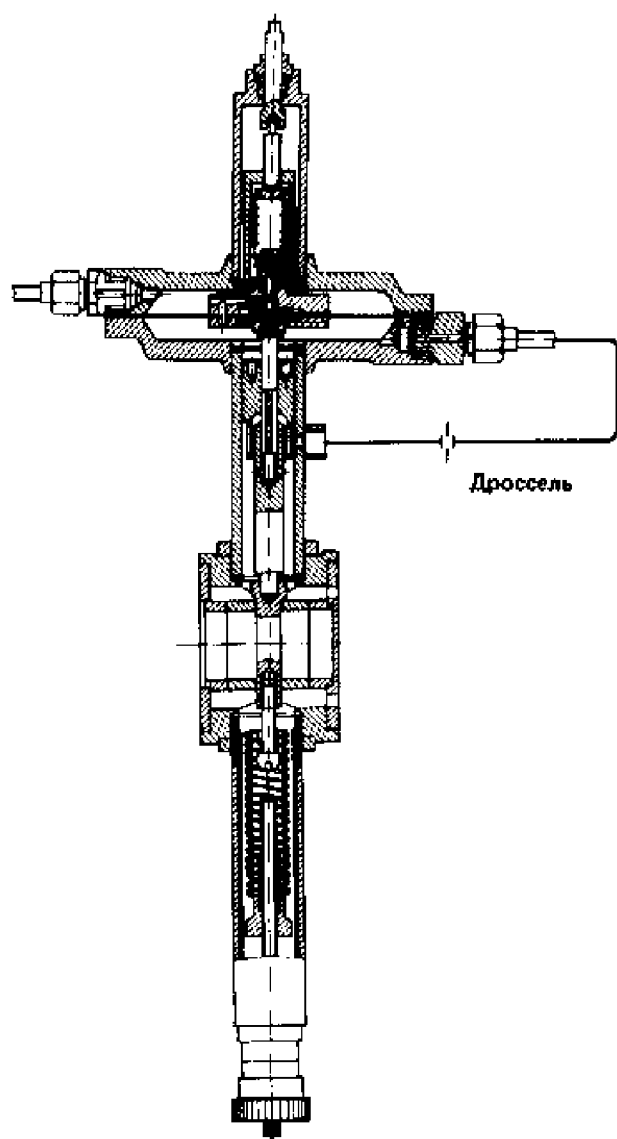


Рис. 5.32. Регулятор напора РН

1; корпус с седлом 2; узел дросселя, состоящий из втулки 3 с отверстием и клапанка 10 с резиновым кольцом; чувствительный элемент, состоящий из мембраны 5 с жестким центром 4, зажатой гайкой 6 между корпусом 2 и стаканом 9; узел настройки, включающий пружину 7 и резьбовой диск 8; дополнительная пружина 11. Работа регулятора заключается в изменении проходящей через него среды при отклонении регулируемого давления.

При отсутствии рабочей среды клапанок 10 под действием пружины 7 находится в крайнем нижнем положении, при этом отверстие во втулке 3 открыто полностью, а затвор 1 под действием дополнительной пружины 11 перекрывает седло в корпусе 2.

При подаче регулируемой среды на вход регулятора затвор перепадом давлений на нем

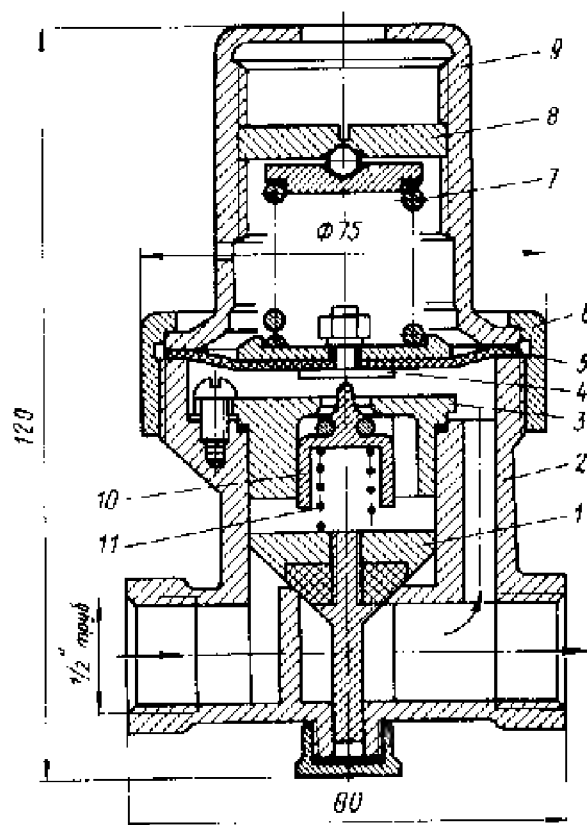


Рис. 5.33. Регулятор давления УФ 63003-015
1 — затвор; 2 — корпус; 3 — втулка; 4 — центр; 5 — мембрана; 6 — гайка; 7 — пружина; 8 — диск; 9 — стакан; 10 — клапан; 11 — пружина

перемещается вверх, открывая отверстие в седле для прохода среды к потребителю. Перепад давлений возникает вследствие того, что площадь дросселирующего сечения между клапанком и втулкой больше площади расчетного технологического зазора между затвором и корпусом.

При повышении давления на выходе регулятора выше значения настройки нарушается ра-

Техническая характеристика регулятора УФ 63003-015

Регулируемая среда	Вода питьевая
Условное давление среды, МПа/ кгс/см ²	До 16
Давление регулируемой среды на входе в регулятор, кгс/см ²	0,02 - 0,08
Температура регулируемой среды, °С	До 75
Пределы настройки, кгс/см ²	0,4 - 0,8
Зона:	
пропорциональности, % величин настройки	40
чувствительности, % величин настройки	10
Условный диаметр, мм	15
Условная пропускная способность K_v , м ³ /ч	2,5
Присоединение к трубопроводу	Муфтовое
Габаритные размеры, мм	80 × 75 × 120
Масса, кг	1,2

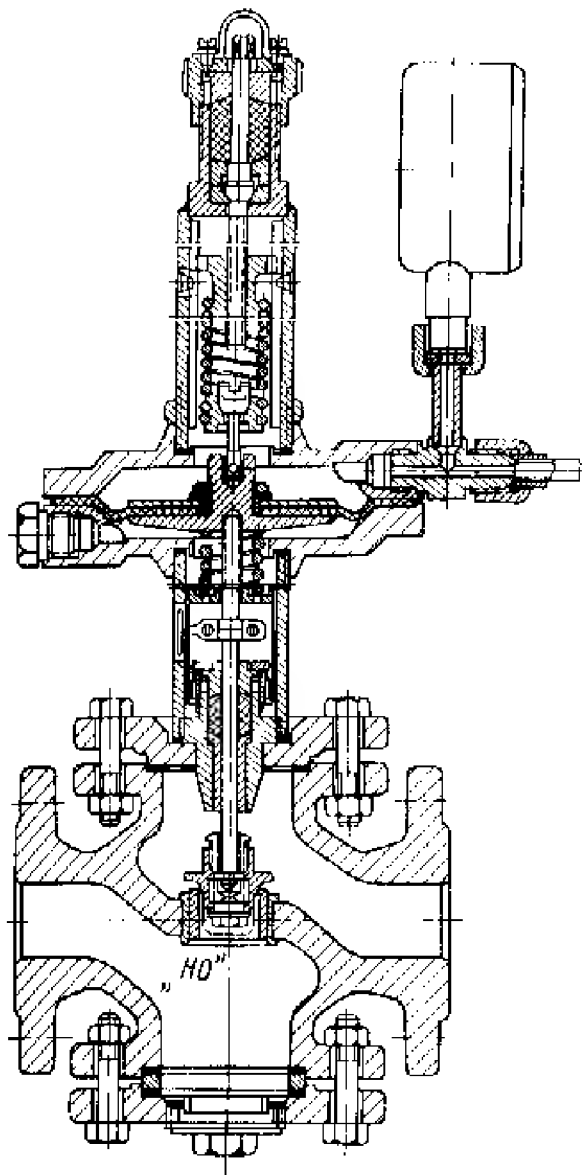


Рис. 5.34. Регулирующий клапан РК-1, $D_1 = 50 - 80$ мм

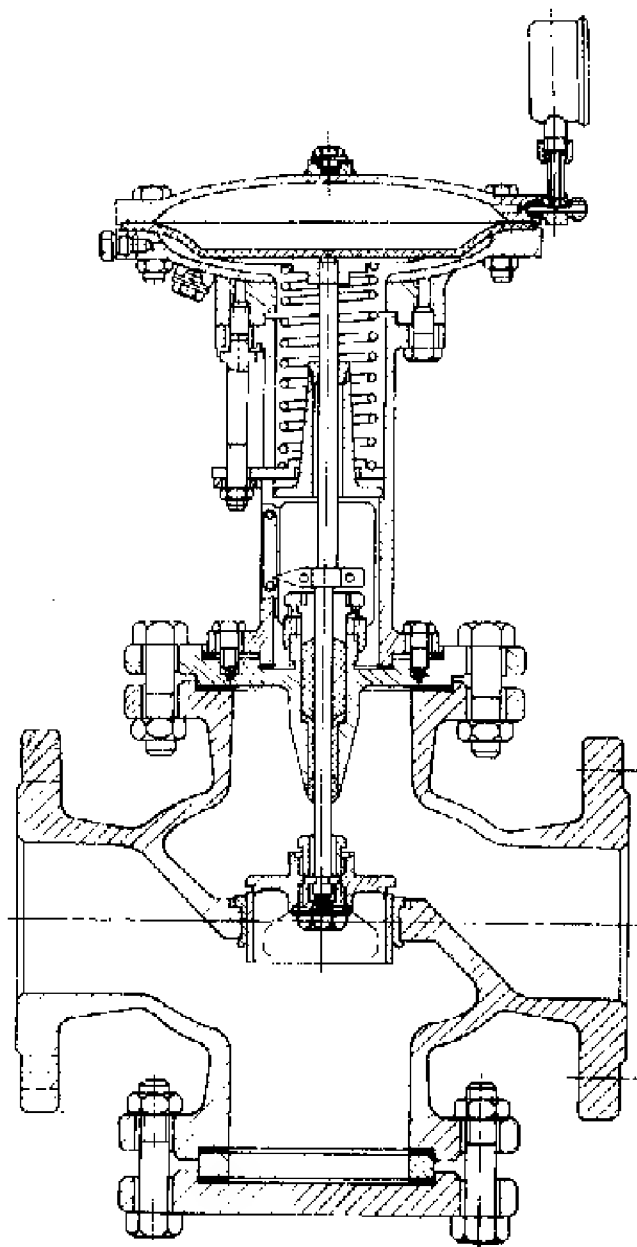


Рис. 5.35. Регулирующий клапан РК-1, $D_1 = 150 - 250$ мм

новение сил на мембране 5, что приводит к перемещению клапанка вверх. Давление над затвором увеличивается, так как площадь дросселирующего сечения становится меньше площади расчетного зазора, поэтому затвор перемещается вниз, прикрывая отверстие в седле. Расход среды через регулятор снижается, что вызывает уменьшение выходного давления.

При понижении давления на выходе регулятор работает в обратной последовательности.

Изготавливает приборы Бологоевский арматурный завод.

Пример обозначения регулятора при заказе: «Регулятор давления УФ 63003-015, ТУ 26-07-1322-83»

9 Зак. 864

Приборы для регулирования уровня воды

5.4. РЕГУЛИРУЮЩИЕ КЛАПАНЫ

Регулирующие клапаны РК-1 с мембранным гидроприводом (рис. 5.34, 5.35, 5.36) применяются в качестве запорных и дросселирующих органов в гидравлических регуляторах вместе с регулирующими приборами (РД 3а, ТМП). Плотнотетонная конструкция клапана РК-1 позволяет применять его в схемах автоматической защиты объектов теплоснабжения (схемы рассечки). Регулирующий орган собирают по схеме «нормально открыт» и «нормаль-

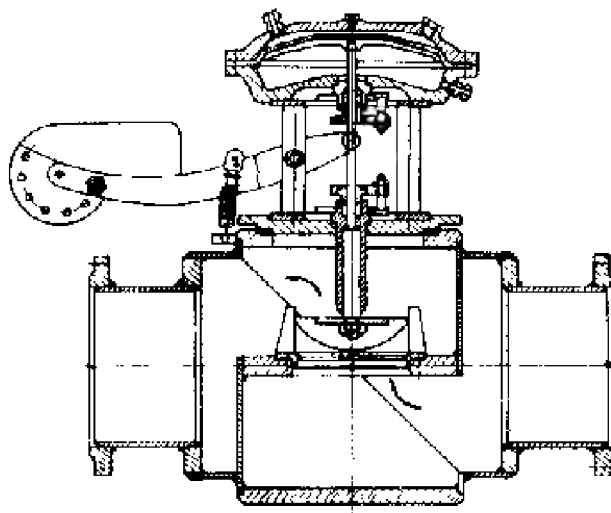


Рис. 5.36. Регулирующий клапан РК-1. D_n 300—800 мм

Таблица 5.41. РАСХОДНЫЕ
ХАРАКТЕРИСТИКИ КЛАПАНОВ РК-1

Условный диаметр, мм	Коэффициент пропускной способности, m^3/h	Относительная негерметизируемая протечка, m^3/h	Масса, кг
50	25	Не более 0,01%	46
70	50		52
80	60		55
150	250		216
200	400		345
250	600	Не более 0,005%	395
300	900		890
350	1200		1100
400	1600		1140
500	2500		1700
600	3600		2000
700	4900		3200

но закрыт». Клапаны диаметром более 250 мм собирают только по схеме «нормально открыт».

Клапаны предназначены для работы при давлении регулируемой среды до 16 кгс/см² и температуре до 180 °С. Давление рабочей среды на гидропривод клапана должно составлять 2—10 кгс/см². Расходные характеристики клапанов РК-1 приведены в табл. 5.41.

Клапаны с $D_n = 50$ —80 мм выпускает завод «Теплоприбор», г. Улан-Удэ, а с $D_n = 150$ —800 мм — Полтавский турбомеханический завод.

Трехходовой импульсный клапан ИК-25 (рис. 5.37) применяют в схемах автоматической защиты (рассечки) тепловых сетей для увеличения скорости срабатывания регулирующих клапанов больших диаметров. Клапан может находиться в двух крайних положениях:

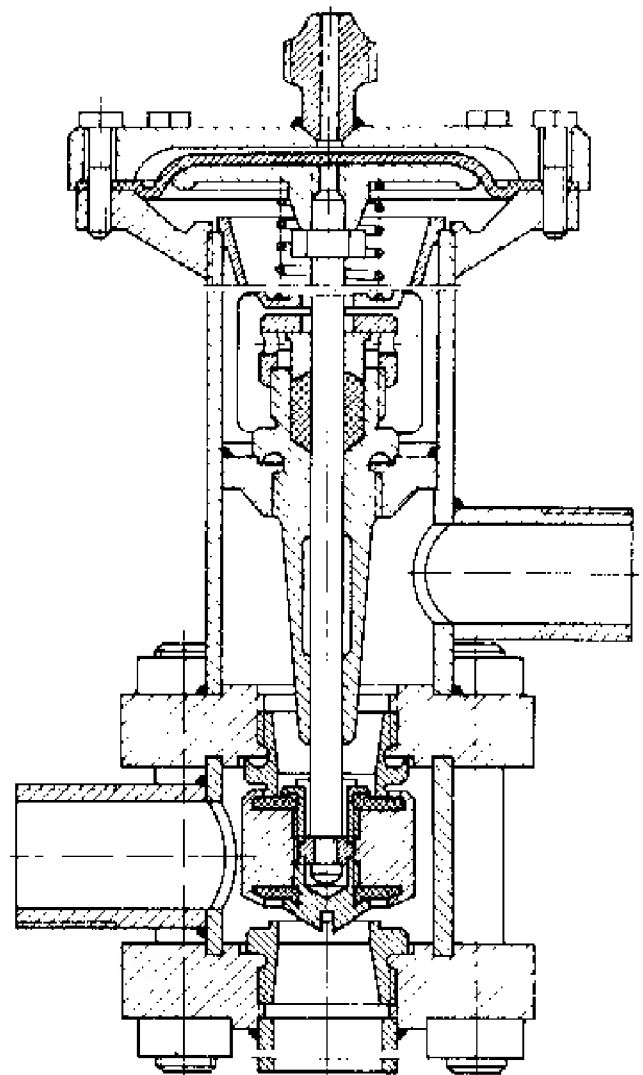


Рис. 5.37. Импульсный клапан ИК-25

полностью открыт или полностью закрыт, расход воды через него может быть или максимальным, или нулевым.

Техническая характеристика клапана ИК-25

Условное давление, кгс/см ²	16
Условный диаметр, мм	25, 40
Габаритные размеры, мм	125 × 125 × 298
Масса, кг	10

Изготавливает клапаны завод «Теплоприбор», г. Улан-Удэ.

Поворотно-регулирующая заслонка ПРЗ применяется в качестве регулирующего органа в системах отопления, горячего водоснабжения, вентиляции (рис. 5.38). Гидравлическое сопротивление и габариты заслонки меньше по сравнению с теми же параметрами регулирующих клапанов. Рабочие характеристики заслонок имеют небольшую крутизну при малом открытии, что обеспечивает плавное регулиро-

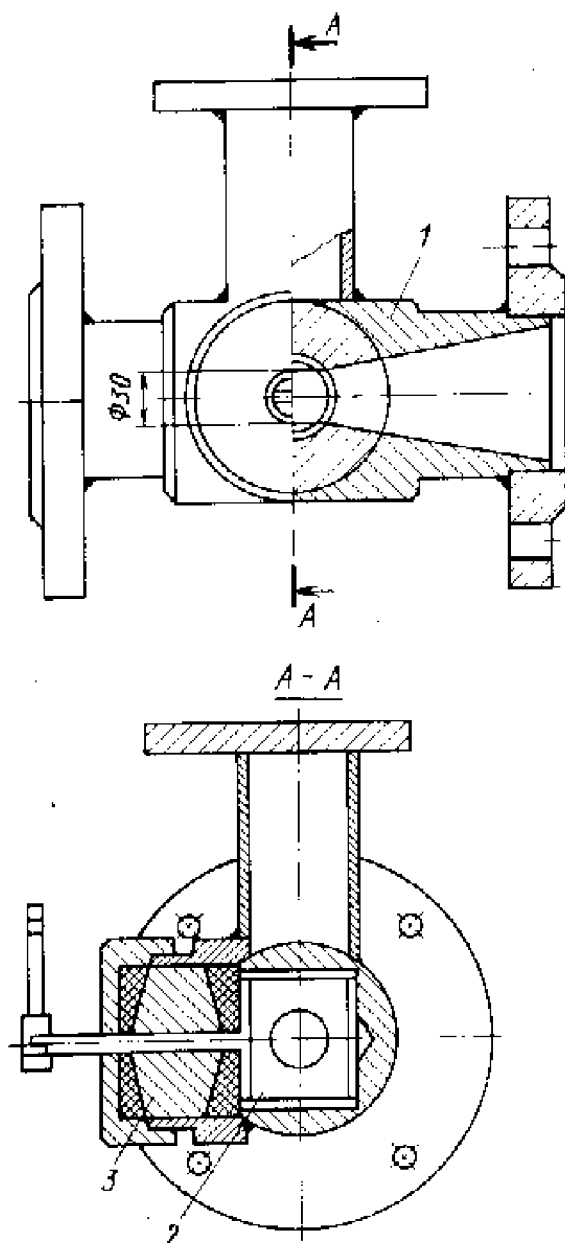


Рис. 5.38. Поворотно-регулирующая заслонка
1 — корпус; 2 — заслонка; 3 — уплотнитель

вание. Заслонки выпускают для ручного и автоматического управления.

Техническая характеристика заслонки РЗ

Условное давление, кгс/см ²	25
Температура рабочей среды, °С	150
Диаметр проходного сечения, мм	7; 10; 15; 20; 25; 30; 50; 80; 100; 125; 150
Коэффициент пропускной способности, м ³ /ч	1,9; 4,3; 10,3; 20; 32; 46; 130; 335; 527; 737; 1220

Изготавливает заслонки завод монтажных заготовок, г. Челябинск.

Прямоточный регулирующий клапан мембранный РМ применяется на тепловых пунктах в Киеве для регулирования температуры горя-

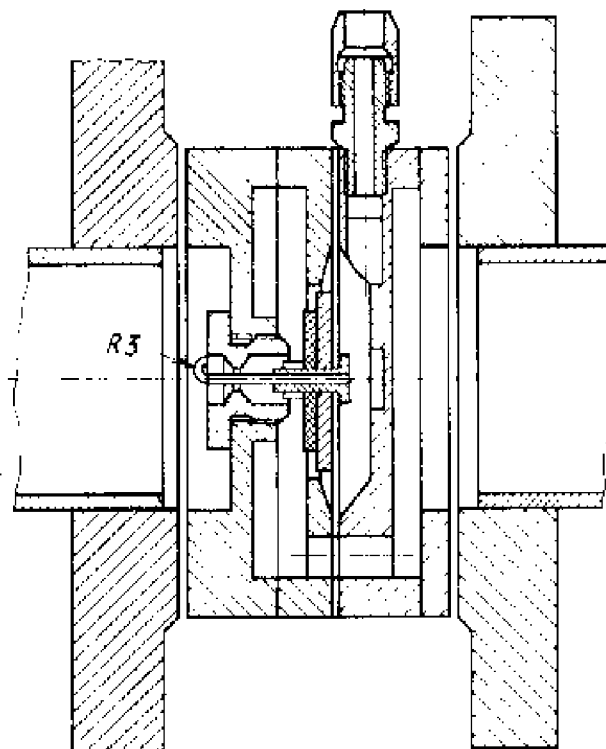


Рис. 5.39. Прямоточный регулирующий клапан РМ

чей воды. Клапан (рис. 5.39) состоит из сварного корпуса, резиновой мембраны с жестким центром, зажатой между двумя половинами корпуса, бронзового седла и резинового золотника. Клапан устанавливают на подающем трубопроводе теплосети между фланцами и крепят с помощью шпилек и гаек. Седло клапана имеет ограничительное отверстие, которое подбирают конкретно для каждого объекта в зависимости от расчетного расхода воды и располагаемого напора.

При отсутствии командного давления в мембранной камере клапан открыт за счет перепада давлений до и после него. Вода через проходное сечение отверстия в корпусе клапана поступает на водоподогреватель. При увеличении температуры горячей воды на выходе из подогревателя увеличивается командное давление, подаваемое от терморегулятора в мембранную камеру, мембрана, а с ней и золотник клапана перемещаются, прикрывая проходное сечение.

По сравнению с клапанами РК или РР клапан РМ имеет значительно меньшие габариты и массу:

при $D_v = 50$ — масса 2,7 кг, $K_v = 8$ м³/ч;
при $D_v = 80$ — масса 5,6 кг, $K_v = 22$ м³/ч.

Клапан смесительный с защитой РКСЗ для смешения в заданном соотношении двух

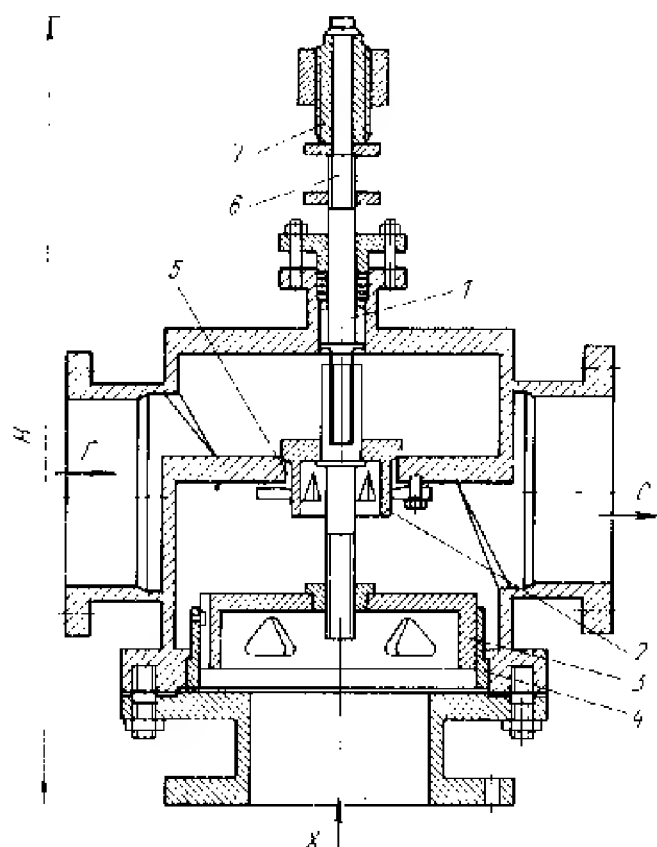


Рис. 5.40. Регулирующий клапан смешения-защиты РКСЗ

Таблица 5.42. РАСХОДНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ РКСЗ

Условный диаметр, мм	Условная пропускная способность, м³/ч	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
100	100		155
125	160	480×450×1150	165
150	250		195
200	400	730×550×1170	355
250	630		385
300	900	750×570×1270	530
350	1200	980×670×1430	850
400	1600	1000×730×1570	960
500	2500	1200×880×1750	1250

поток воды устанавливают на смесительных насосных станциях тепловых сетей и ЦТП.

При останове подмешивающих насосов клапан защищает местные системы отопления от попадания в них высокотемпературного теплоносителя.

Клапан (рис. 5.40) состоит из корпуса 4 с нагрубками подвода горячей (Г), холодной (Х) и отвода смешанной (С) воды; узла настройки, включающего в себя шток-вилку 6, гайку 7 и винт 1; узла затворов, включающего в себя верхний затвор 2; профильные окна ко-

торого предназначены для регулирования расхода горячей воды, и нижний затвор 3 с окнами для регулирования подмеса холодной воды; нижнего и верхнего 5 седел.

Коэффициент смешения определяется положением верхнего и нижнего затворов относительно соответствующих седел.

Вращением настроечной гайки устанавливается заданный ход верхнего затвора, являющийся одновременно общим ходом обоих затворов; при этом нижний затвор также перемещается. Вращением винта 1 устанавливается заданный ход нижнего затвора.

При включении насоса узел затворов под действием давления воды на нижний затвор поднимается вверх до упора, при этом открываются окна в верхнем и нижнем затворах и потребителю подается вода, смешанная в заданном соотношении.

При отключении насоса узел затворов под действием разгрузки и собственной массы опускается, полностью отсекая поток горячей воды, таким образом защищаются системы отопления от попадания в них высокотемпературного теплоносителя.

Техническая характеристика смесительного клапана
 Регулируемая среда Вода
 Давление регулируемой среды, кгс/см² До 25
 Температура регулируемой среды, °С до 300
 Коэффициент смешения 1,0–5,0
 Негерметичность верхнего затвора, %, не более 0,05

Расходные характеристики клапана приведены в табл. 5.42.

Изготавливает клапаны $D_n = 100–250$ мм Новгородский арматурный завод; $D_n = 300–500$ мм — Усть-Каменогорский арматурный завод ПО «Казтяжпромарматура».

Пример обозначения клапана $D_n = 200$ мм при заказе: «Клапан смесительный с защитой 200, ТУ 26 07 1320-83»

Клапаны регулирующие 25ч931нж (рис. 5.41). Клапаны регулирующие двухседельные с электромоторным исполнительным механизмом фланцевые чугунные типа 25ч931нж предназначены для автоматического регулирования расхода среды с температурой до 300 °С. На трубопроводе клапаны устанавливаются вертикально приводом вверх или вниз. Управление клапаном дистанционное с помощью электромоторного исполнительного механизма ПР-1М. Клапаны рассчитаны на условное дав-

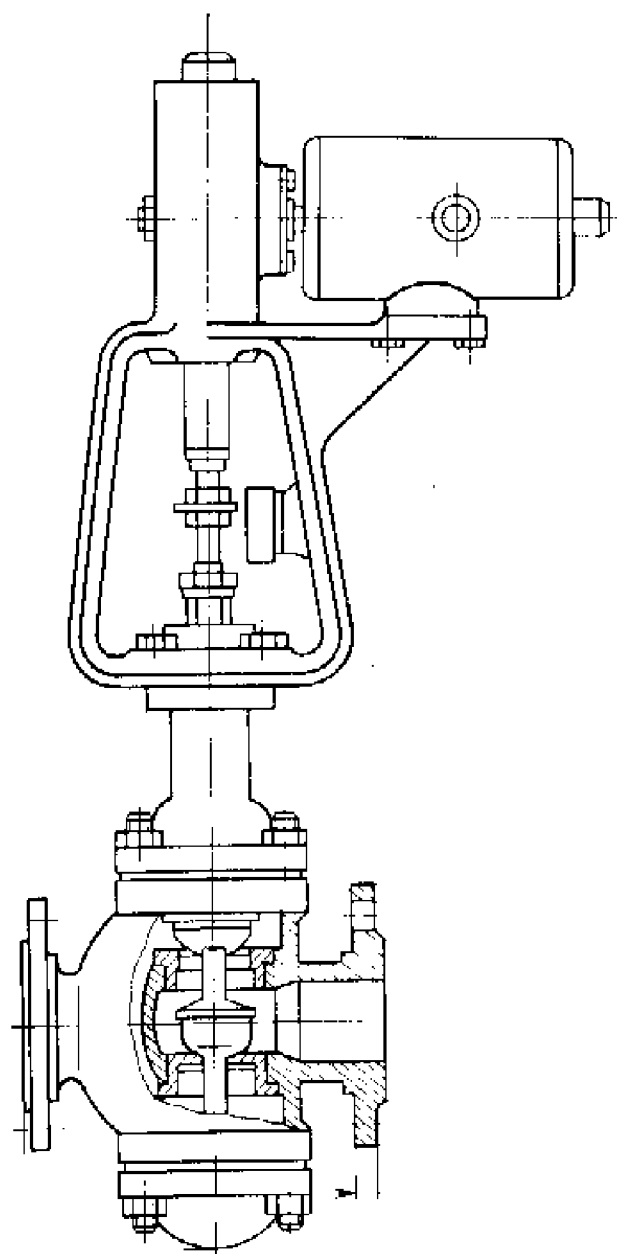


Рис. 5.41. Регулирующий клапан 254931нж

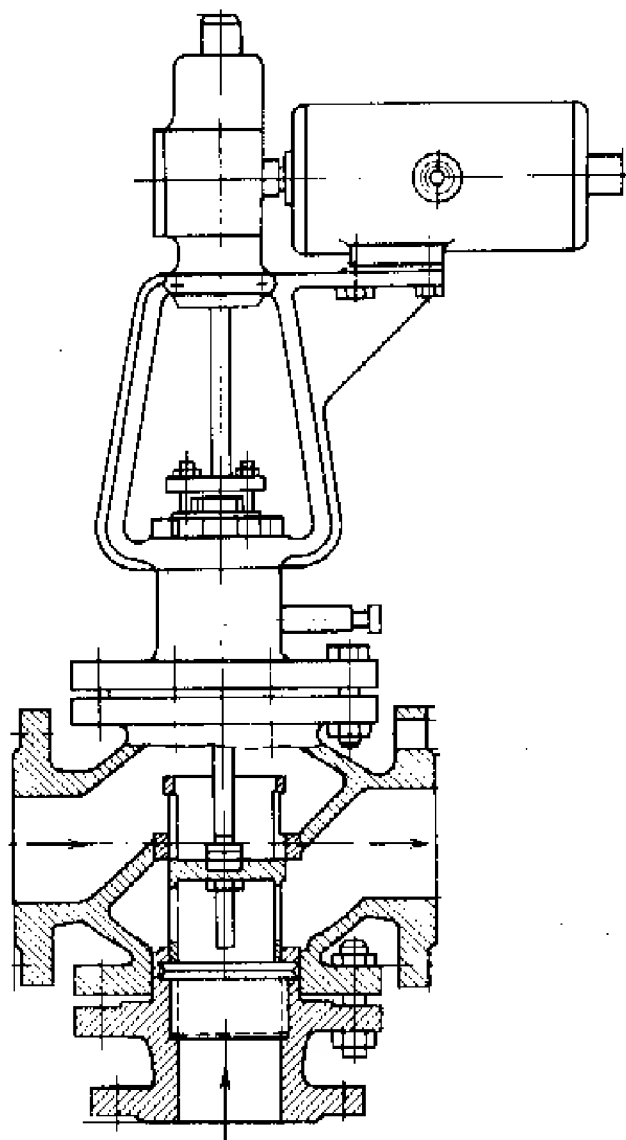


Рис. 5.42. Смесительный клапан 274905нж

Таблица 5.43. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КЛАПАНОВ 254931нж

Условный диаметр, мм	Ход плунжера, мм	K_v , м ³ /ч	Масса, кг	Условный диаметр, мм	Ход плунжера, мм	K_v , м ³ /ч	Масса, кг
15	10	6,3	21	40	25	40	40
20	16	10	25	50	25	63	40
25	16	16	27	80	40	100	57

ление до 16 кгс/см² (1,6 МПа).

Изготавливает клапаны завод «Красный Профинтерн», г. Гусь-Хрустальный.

Клапаны смесительные трехходовые типа 274905нж (рис. 5.42) предназначены для смешения жидкостей, поступающих к клапану по двум подводным трубопроводам, и поддержания заданных параметров смеси в отводящем трубопроводе. Температура регулируемой

среды до 150 °С, рабочее давление до 6 кгс/см². Максимально допустимый перепад давлений на клапане 1 кгс/см² (0,1 МПа). Управление клапанами дистанционное с помощью электро-моторного исполнительного механизма ПР-1М. Технические характеристики клапанов приведены в табл. 5.43 и 5.44.

Изготавливает клапаны завод «Красный Профинтерн», г. Гусь Хрустальный.

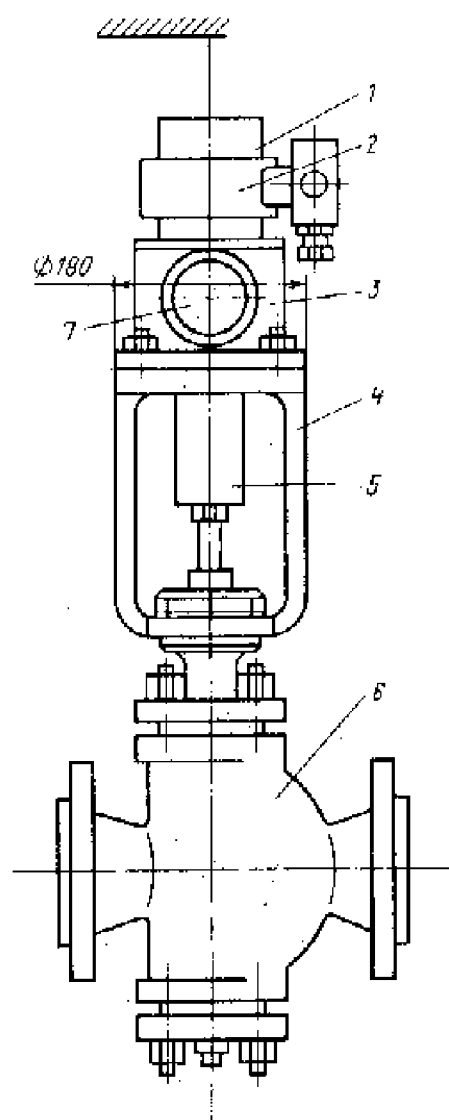


Рис. 5.43. Регулирующий клапан ЕСПА
1 — электродвигатель; 2 — распределительная коробка; 3 — редуктор; 4 — управляющая коробка; 5 — стойка; 6 — регулирующий клапан; 7 — ручной дублер

Таблица 5.44. ТЕХНИЧЕСКИЕ
ХАРАКТЕРИСТИКИ КЛАПАНОВ 274905нж

Условный диаметр, мм	Исполнение	Число «ходов»	Коэффициент пропускной способности, м ³ /ч	Масса, кг
50	I	4	56	15
	II		44	
	III		27	
	IV		35	
80	I	4	118	68
	II		71	
	III		34	
	IV		100	
100	I	4	169	70
	II		106	
	III		40	
	IV		165	

Клапаны регулирующие двухходовой ЕСПА-02-РГ или трехходовой ЕСПА-02-РИ с электрическим исполнительным механизмом ЕСПА-02-ПВ служат для изменения расхода жидкостей или газов. Они могут использоваться как для совместной работы с регуляторами, так и для ручного дистанционного управления.

Техническая характеристика ЕСПА

Температура регулируемой среды, °С	От -30 до 25°С
Допустимое отклонение от K_v , %	До 10
Пропуск при закрытом положении и давлении 16 кгс/см ² ; % от K_v	
для двухходовых клапанов	До 0,1
» трехходовых »	До 0,3
Присоединение	Фланцевое, стандартное
Номинальное усилие электрического исполнительного механизма, кгс	160
Максимальный ход штока, мм	63
Скорость перемещения штока, мм/мин	10; 16; 25; 40
Пусковое усилие	1,7 номинального
Потребляемая мощность электродвигателя, Вт	40
Условия эксплуатации:	
температура окружающей среды, °С	От -30 до 50
относительная влажность, %	От 30 до 80
Напряжение питания, В	220
Максимальное число включений в 1 ч	До 600
Рабочее положение	Вертикальное

Расходная характеристика регулирующего клапана линейная или логарифмическая. Остальные данные клапана приведены в табл. 5.45.

Регулирующий клапан состоит из (рис. 5.43): электрического двигателя 1; распределительной коробки 2; редуктора 3; стойки 4; управляющей коробки 5; регулирующего клапана 6; ручного дублера 7.

Частота вращения двигателя уменьшается с помощью редуктора 3. С помощью гайки и винта вращательное движение преобразуется в поступательное. Для улучшения электрических и механических характеристик двигатель снабжен пусковым конденсатором и постоянно действующим фрикционным тормозом.

Для получения необходимой скорости перемещения штока используют смешные шестерни редуктора. Клапан снабжен маховиком (ручным дублером), позволяющим перемещать шток независимо от работы электродвигателя.

В клапане устроена электромеханическая защита от перегрузки при закрытии клапана, име-

Таблица 5.45. ДИНАМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЕСПА

Тип	Условный диаметр, мм	Ход штока, мм	Условная пропускная способность, м ³ /ч	Условное давление, кгс/см ²	Допустимый перепад давления, кгс/см ²	Скорость перемещения штока, мм/мин	Время полного хода, с	Масса, кг
Двухходовые	15	15	4	16	16	10	95	20,5
						16	60	
						25	38,4	
						40	24	
						10	150	
	25	15	4; 5,3; 10	16	16	16	96	21
						25	38,4	
						40	24	
						10	150	
						16	96	
Трехходовые	50	25	16; 25; 40	16	16	25	60	32
						40	37,5	
						10	150	
						16	96	
						25	60	
	80	40	40; 63; 100	16	16	10	40	63
						16	150	
						25	96	
						40	60	
						10	240	
	50	40	25	16	10	10	240	41
	63	40	40	16	10	16	150	51
	80	40	80	16	10	25	96	68
	100	40	110	16	10	40	60	81
	150	40	200	16	10	40	60	135

Таблица 5.46. ПАРАМЕТРЫ КЛАПАНА 25с201нж В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТИПОРАЗМЕРА

Условный диаметр, мм	Условная пропускная способность К _{vs} , м ³ /ч	Негерметичность затвора, %*	Ход затвора, мм	Габаритные размеры, мм				Масса, кг
				A	B	B	II	
25	16	0,05	16	160	390	300	710	32
40	40		25	200	410	300	775	35

ются четыре настраиваемых концевых выключателя, один местный и два дистанционных указателя положения клапана.

Изготавливают клапаны в Народной Республике Болгарии.

Клапан регулирующий с электрическим исполнительным механизмом 25с201нж. Клапан (рис. 5.44) состоит из следующих основных узлов и деталей: корпуса в сборе с крышками 3; штока в сборе с верхним и нижним затворами 4; нижнего 2 и верхнего 1 седла; передающего механизма, включающего вал-шестерню 8, рейку 6 и пружину 7; кронштейна 5 для монтажа передающего механизма; рычага 9 для соединения с МЭО.

Усилие, развиваемое МЭО, через рычаг и вал-шестерню передается на рейку, а затем пружинной на шток, в результате шток перемещается вверх или вниз и изменяет проходное сечение седла клапана.

Параметры клапана в зависимости от типоразмера приведены в табл. 5.46.

Техническая характеристика регулирующего клапана 25с201нж

Регулируемая среда	Мазут, воздух, природный газ, вода
Давление регулируемой среды, кгс/см ²	До 40
Температура регулируемой среды, °С, не более	220
Допустимый перепад давлений на клапане, кгс/см ² , не более	20
Расходная характеристика	Линейная или равнопроцентная (оговаривается при заказе)
Управление клапаном	Через рычаг от МЭО-40/25-0,25
Присоединение	Фланцевое, стандартное

Изготавливает клапаны завод «Красный Профинтерн» (г. Гусь-Хрустальный).

Пример обозначения клапана диаметром 25 мм при заказе: «Клапан 25с201нж-25, ТУ 26-07-280-80».

Клапан регулирующий односедельный под дистанционное управление (рис. 5.45) состоит из следующих основных узлов и деталей: шестеренчатого передающего механизма 1; рычага 2;

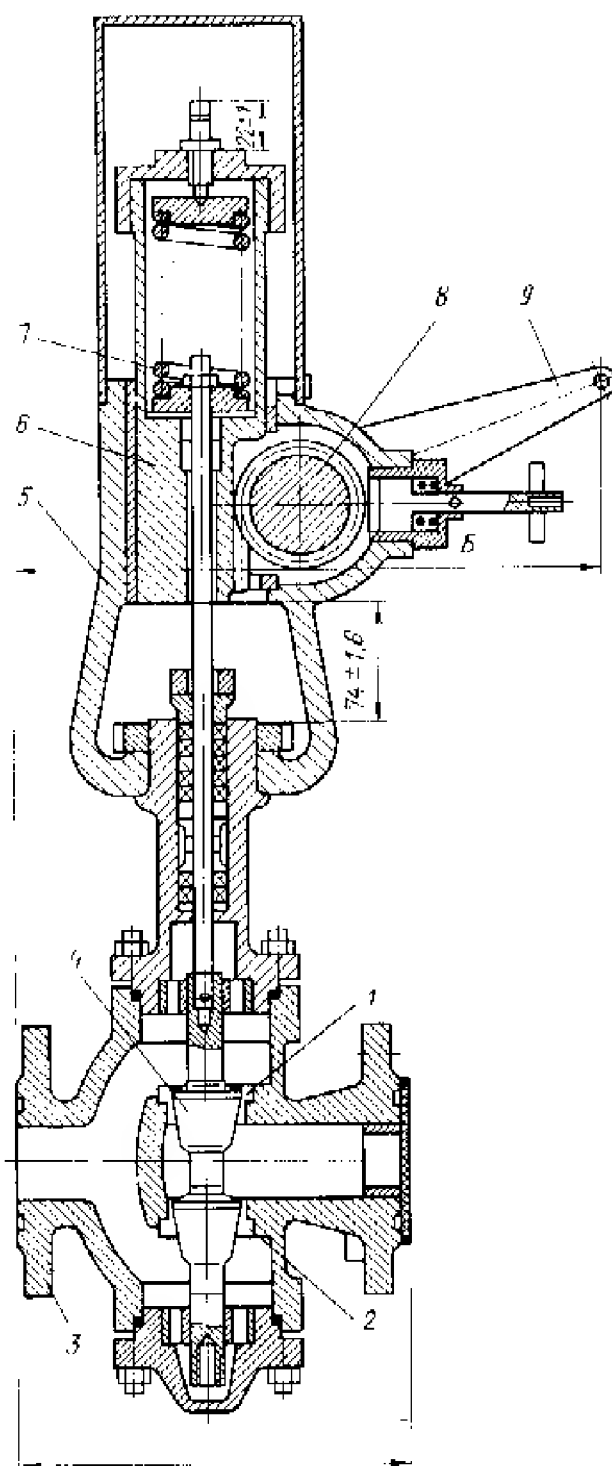


Рис. 5.44. Регулирующий клапан 25с201нж

1 — верхнее седло; 2 — нижнее седло; 3 — корпус;
4 — затвор; 5 — кронштейн; 6 — рейка; 7 — пружи-
на; 8 — штифт шестерни; 9 — рычаг

потока в сборе с затвором 4; кронштейна 5; седла 6; корпуса в сборе 7.

Усилие, развиваемое МЭО, через рычаг и передающий механизм переключает вверх или вниз шток, что приводит к изменению проходного сечения седла клапана.

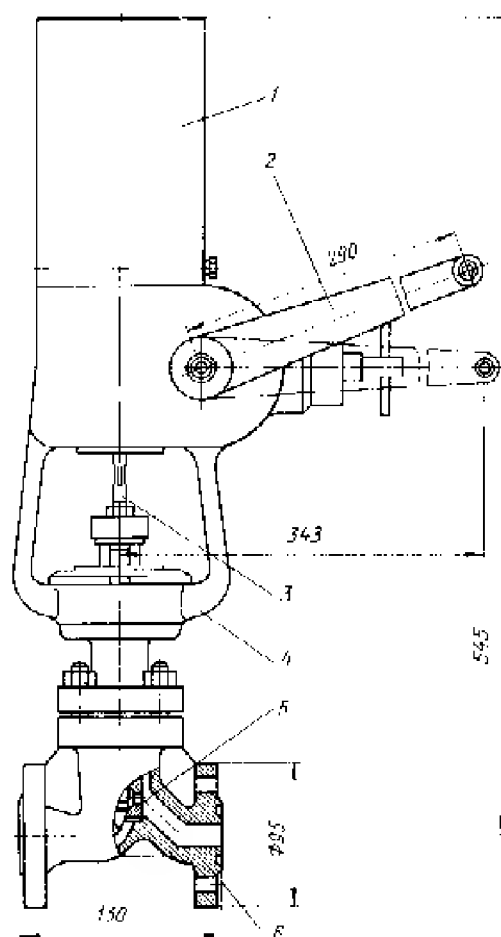


Рис. 5.45. Регулирующий клапан односедельный

Техническая характеристика регулирующего односедельного клапана

Регулируемая среда	Мазут, воздух, природный газ, вода
Давление регулируемой среды, кгс/см ²	До 40
Температура регулируемой среды, °С	До 220
Допустимый перепад давлений на клапане, кгс/см ² , не более	20
Расходная характеристика	Линейная или раз- нопроцентная (ого- варивается при за- казе)
Управление клапаном	Через рычаг от МЭО 16/25 0,25
Условный диаметр, мм	15
Условная пропускная способ- ность K_v , т/ч	До 1,0
Несерметичность затвора, % от K_v	0,05
Присоединение	Фланцевое, стандартное
Масса, кг	23

Изготавливает клапаны завод «Красный Проф-интерн» (г. Гусь-Хрустальный).

Пример обозначения клапана при заказе: «Клапан регулирующий односедельный под дистанционное управление, ТУ 26 07 327 83».

Клапан регулирующий чугунный 25ч14нж с электроприводом (рис. 5.46) состоит из следующих основных узлов и деталей: электрического двигателя 6; корпуса в сборе с крышками 1; штока в сборе с верхним и нижним затворами 3, нижнего 2 и верхнего 4 седла; передающего механизма, включающего вал-шестерню 10, рейку 9 и пружину, стойки 5 для монтажа передающего механизма и МЭО; шкалы 7 и указатель 8 для определения положения затворов относительно седел.

Усилие, развиваемое МЭО, через вал-шестерню передается на рейку, а затем пружиной на шток, в результате шток перемещается вверх или вниз, что приводит к изменению проходного сечения седел клапана.

Техническая характеристика клапана 25ч14нж

Регулируемая среда	Вода, пар
Давление регулируемой среды, кгс/см ²	До 16
Температура регулируемой среды, °С	До 200
Допустимый перепад давлений на клапане, кгс/см ²	До 40
Расходная характеристика	Линейная или равнопроцентная (ограничивается при заказе)
Присоединение	Фланцевое

Параметры клапана в зависимости от типоразмера приведены в табл. 5.47.

Изготавливает клапаны ПО «Киевпромарматура».

Пример обозначения клапана диаметром 200 мм при заказе: «Клапан 25ч14нж-200, ТУ 26-07-1326 83»

Клапан 25ч939нж регулирующий с электрическим приводом (рис. 5.47) состоит из следующих узлов и деталей: корпуса в сборе 1; нижнего седла 2, нижнего седла 3; кронштейна 4; передающего механизма 5; электрического однооборотного механизма 6.

Усилие, развиваемое МЭО, передается на шток, который, перемещаясь вверх или вниз, изменяет проходное сечение седел клапана.

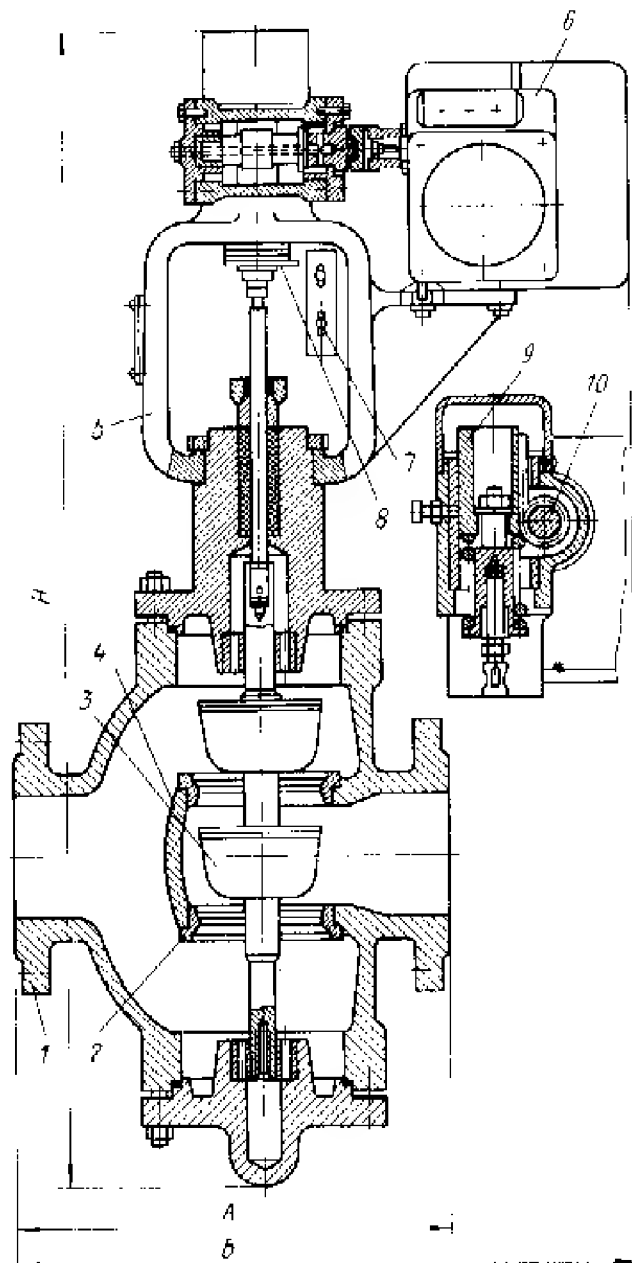


Рис. 5.46. Регулирующий клапан чугунный 25ч14нж

Параметры клапана в зависимости от типа приведены в табл. 5.48.

Таблица 5.47. ПАРАМЕТРЫ КЛАПАНА 25ч14нж В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТИПОРАЗМЕРА

Условный диаметр, мм	Условная пропускная способность K_v , м ³ /ч	Натермичность затвора, % K_v	Ход затвора, мм	Тип исполнительного механизма	Габаритные размеры, мм			Масса, кг	Оптовая цена, р
					А	Б	В		
100	250	Не более 0,01	60	МЭО-16/63-0,25-80	350	475	930	100	450
150	630		100	МЭО-100/25 0,63 или МЭО-100/63	480	540	1065	150	530
200	1000				600	784	1385	315	600
250	1600				730	850	1515	430	680
300	2500				850	910	1645	485	790

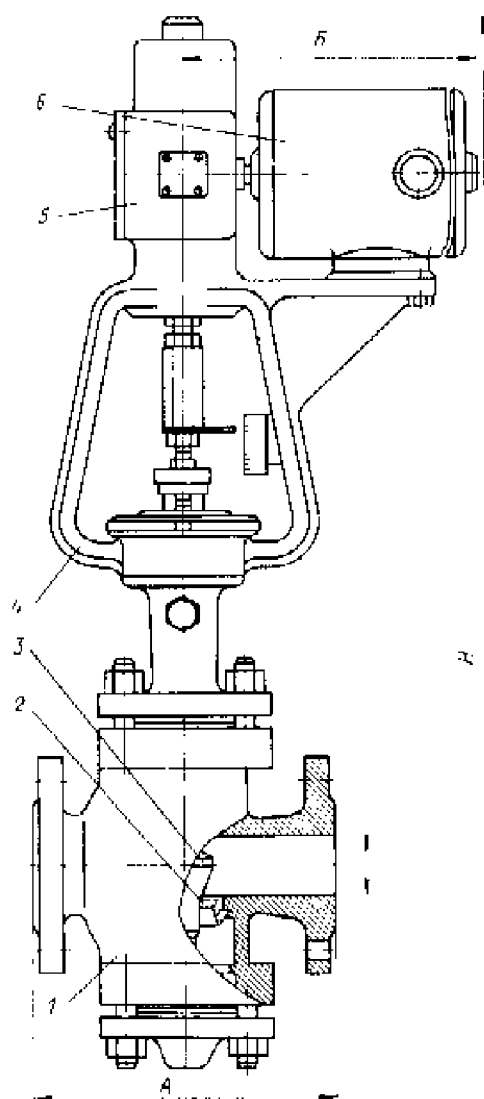


Рис. 5.47. Регулирующий клапан 25ч939нж
1 — корпус; 2 — нижнее седло; 3 — верхнее седло;
4 — шпилька; 5 — передающий механизм; 6 — электродвигатель

Техническая характеристика клапана 25ч939нж

Регулируемая среда	Вода, пар, воздух
Давление регулируемой среды, кгс/см ²	До 16
Температура регулируемой среды, °С	До 200
Допустимый перепад давлений на клапане, кгс/см ²	До 15
Расходная характеристика	Линейная или равнопроцентная (она выбирается при заказе)
Условная пропускная способность K_v , м ³ /ч	До 16
Негерметичность затвора, % $K_{\text{л}}$	0,05
Присоединение	Фланцевое, стандартное

Изготовитель клапанов с МЭО — завод «Красный Профинтерн», г. Гусь-Хрустальный.

Пример обозначения клапана с МЭО при заказе. «Клапан 25ч939нж, ТУ 26-07-296-82».

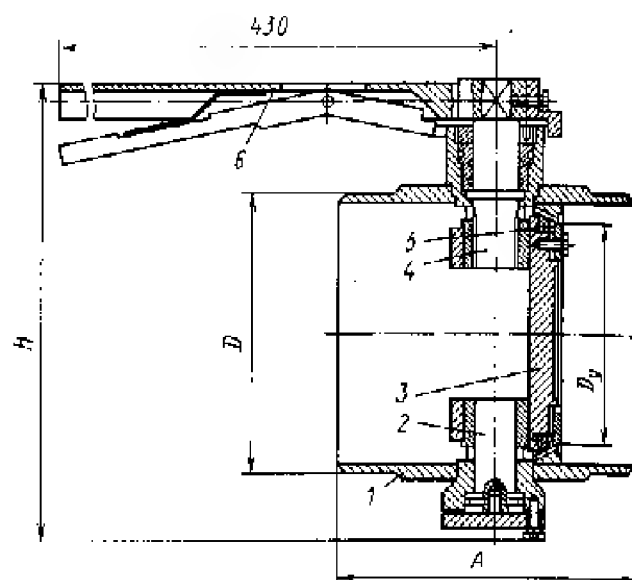


Рис. 5.48. Затвор поворотный дисковый
1 — корпус; 2 — цапфа; 3 — диск запорный; 4 — цапфа; 5 — уплотнительное кольцо; 6 — рукоятка

Таблица 5.48. КОНСТРУКТИВНЫЕ РАЗМЕРЫ
КЛАПАНОВ С ЭЛЕКТРОПРИВОДОМ

Тип клапана	Диаметр условного прохода, мм	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
		A	B	H	
25ч37нж	25	160	250	550	11,0
25ч38нж			300	730	25,0
25ч939нж					

Затвор поворотный дисковый для установки на трубопроводах систем теплоснабжения в качестве запорного устройства изготавливают трех модификаций: диаметром 200 мм с ручным приводом от рукоятки; диаметром 250–600 мм с ручным приводом через редуктор; диаметром 250–600 мм с электроприводом.

Затвор (рис. 5.48) состоит из следующих основных узлов и деталей: сварного корпуса в сборе 1; диска запорного в сборе 3; цапфы 2 и 4; уплотнительного резинового кольца 5; рукоятки 6 со стопором, закрепленной на конце цапфы 4; электропривода или редуктора, через рычаг 6 соединенного с цапфой 4. Конструктивные характеристики затвора приведены в табл. 5.49.

Открытие или закрытие затворов диаметром 200 мм производится рукояткой с фиксацией промежуточных и крайних положений диска; диаметром от 250 до 600 мм — редуктором или электроприводом; крайнее положение диска фиксируется ограничителями хода для редук-

**Таблица 5.49. ПАРАМЕТРЫ ЗАТВОРА
В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТИПОРАЗМЕРА**

Диаметр условного прохода, мм	Габаритные размеры, мм				Масса, кг
	Д	А	Б	Н	
200	225	250	—	384	40
250	275	450	495	410	95
300	330	480	590	435	115
400	420	580	780	515	400
500	545	630	990	995	545
600	630	650	1150	1050	620

Техническая характеристика затвора

Рабочая среда	Вода
Давление рабочей среды, кгс/см ²	До 25
Температура рабочей среды, °С	До 200
Несерметичность затвора, м ³ /ч, не более	0,3
Допустимый перепад на диске, кгс/см ² , не более	16
Время открытия или закрытия затвора от электропривода, с	45

тора или путевыми выключателями для электропривода.

Изготавливает затворы Ивано-Франковский арматурный завод.

Пример обозначения затвора диаметром 250 мм при заказе: «Затвор поворотный дисковый с редуктором, 250, ТУ К99068-250».

5.5. СРЕДСТВА АВТОМАТИЗАЦИИ ЦЕНТРАЛЬНЫХ ТЕПЛОВЫХ ПУНКТОВ

Полупроводниковый блок для автоматизации тепловых пунктов предназначен для автоматизации работы насосов (хозяйственных, циркуляционных, отопительных) подпиточного и дренажного узлов, центральных тепловых пунктов с зависимым и независимым присоединениями систем отопления. Блок обеспечивает включение и выключение рабочего хозяйственного насоса при падении давления в горводопроводе; включение и выключение дополнительного хозяйственного насоса в часы интенсивного водоразбора; автоматическое включение резервного насоса при выходе из строя рабочего (для каждой группы насосов); включение и выключение подпиточных насосов и электрифицированной задвижки по уровню в расширительном баке; включение и выключение дренажного насоса при заполнении дренажного

приемка; световую сигнализацию при аварии насосов; возможность передачи аварийных сигналов в центральную диспетчерскую.

Элементы блока смонтированы в корпусе (440×310×120), на лицевую панель которого выведены тумблерные переключатели режима работы насосов и лампы сигнализации. Цепи внешних соединений подключаются через штепсельные разъемы. Основные преимущества блока по сравнению с применяемыми ранее релейными щитами — высокая надежность работы, недефицитность элементов, простота изготовления и эксплуатации. Производство блоков освоено в объединениях «Мосинжремонт» и «Мосжилпромкомплект».

Блоки дополнительно оснащают телемеханической системой передачи параметров.

Блок автоматизации и контроля работы центральных тепловых пунктов — блок АКР ЦТП предназначен для автоматизации работы насосного оборудования и контроля за технологическим режимом ЦТП с возможностью передачи аварийного или предупредительного сигнала на диспетчерский пункт.

Блок АКР ЦТП применяют в индивидуальных, центральных тепловых пунктах, насосных и дренажных станциях.

При дальнейшей телемеханизации тепловых пунктов блок можно будет использовать как первичный информатор в телемеханизированной системе теплоснабжения.

При работе блока АКР ЦТП температура в помещении должна быть не более 10—40 °С, относительная влажность — не более 35 %.

Блок АКР ЦТП обеспечивает автоматизацию и контроль за технологическими параметрами работы всех наиболее распространенных схем ЦТП (рис. 5.49).

Техническая характеристика блока АКР ЦТП

Напряжение питания, В	220
Частота питающего тока, Гц	50
Потребляемая мощность, Вт, не более	100
Число групп насосов, подключаемых к блоку одновременно	5
Параметры катушек электромагнитных пускателей, подключаемых к блоку:	
напряжение, В	220
ток, А	3
Количество технологических параметров контролируемых блоком	13
Количество нарушений режима работы оборудования	8
Масса блока, кг	19
Габаритные размеры, мм:	
длина	448
глубина	263
высота	710

Таблица 5.50. КОММУТАЦИОННАЯ СПОСОБНОСТЬ БЛОКА АКР ЦТП

Режим работы	Число насосов, шт	Характеристика работы насосов	Режим работы	Группы насосов различных схем ЦТП
1	3	Рабочий Дополнительный Резервный	Включение и отключение от датчика или постоянный режим при установке переключки Включение и отключение от датчика В случае выхода из строя рабочего или дополнительного насоса	Хозяйственные (водопроводные) или циркуляционно-повысительные насосы системы горячего водоснабжения
2	2	Рабочий Резервный	Постоянный режим В случае выхода из строя рабочего насоса	Циркуляционные насосы системы горячего водоснабжения. Циркуляционные насосы системы отопления
3	2	Рабочий Резервный	Включение и отключение от датчика с одновременным открытием-закрытием электрифицированной задвижки В случае выхода из строя рабочего насоса	Смесительные насосы системы отопления. Подпиточные
4	1	Рабочий	Включение и отключение от датчика с АПВ при несрабатывании	Дренажный

Блок АКР ЦТП работает при получении сигналов от замыкающих-размыкающих контактов позиционных датчиков, блок-контактов электроаппаратов и концевых выключателей.

Блок АКР обеспечивает автоматическое управление работой насосного оборудования в режимах, приведенных в табл. 5.50.

При отклонении параметров системы от заданных или нарушении режимов работы ЦТП блок формирует обобщенный предупредительный или аварийный сигнал, который выводится диспетчеру с расшифровкой на панели блока: предупредительных сигналов 13; аварийных сигналов 8.

После восстановления параметра блок обеспечивает сохранение сигнала аварии на панели сигнализации с одновременным исчезновением обобщенного сигнала аварии.

Все сигналы схемы контроля выведены на штепсельный разъем, который может быть использован для телемеханики (ТМ).

Блок АКР ЦТП поставляют для различных схем ЦТП по заказному листу.

Устройство и работа блока. Блок АКР ЦТП выполняет две основные функции: автоматическое управление работой насосного оборудования; контроль и сигнализацию режимов работы ЦТП.

Электрическая схема блока выполнена в виде функционально-законченных устройств функциональных элементов, объединенных схемой коммутации и схемой сигнализации и контроля.

Конструктивно блок АКР ЦТП состоит из отдельных субблоков управления, устанавливаемых в зависимости от схемы ЦТП, каждый из которых автоматически управляет работой одной группы насосов в определенном режиме. Кроме того, имеются блок питания и субблок сигнализации.

Каждый субблок работает от своих первичных датчиков, независимо от других субблоков.

Насосы работают по следующей схеме:

- 1) включение рабочего насоса (постоянное или при замыкании датчика);
- 2) включение дополнительного насоса;
- 3) автоматическое включение резервного насоса (АРВ) при несрабатывании или выходе из строя рабочего или дополнительного насоса;
- 4) автоматическое повторное включение (АПВ) дренажного насоса.

В схеме блока АКР ЦТП одиннадцать функциональных элементов формирователей задержки включения токового реле, которые обеспечивают задержку включения соответствующих

исполнительных органов (например, магнитных пускателей) в технологической схеме примерно на 10 с.

Режим работы 2 обеспечивается субблоками В, применяется для управления циркуляционными насосами горячего водоснабжения и отопительными насосами.

Субблок В управляет работой двух насосов — рабочего и резервного. При включении тумблера на автоматический режим работы включаются контакты магнитного пускателя электродвигателя рабочего насоса. Режим работы насоса постоянный. При выходе из строя рабочего насоса замыкается контакт датчика напора, отключается магнитный пускатель рабочего насоса и включается магнитный пускатель резервного насоса.

Режим работы 1 обеспечивается субблоком А и применяется для управления повысительными насосами. При падении давления в городском водопроводе включается магнитный пускатель рабочего насоса. В часы интенсивного водозабора включается магнитный пускатель дополнительного насоса. Отключается дополнительный насос при повышении давления воды. Если рабочий насос не включается или вышел из строя, включается магнитный пускатель резервного насоса, при этом отключается магнитный пускатель резервного насоса.

При применении субблока А для управления циркуляционно-повысительными насосами системы горячего водоснабжения рабочий насос включается одновременно со схемой автоматизации и работает постоянно. Дополнительный насос включается в часы интенсивного водозабора. Резервирование рабочего и дополнительного насосов и сигнализации о неисправности оборудования выполняются, как было указано выше.

Режим 3 обеспечивается субблоками С и применяется для управления подпиточным устройством и смесительными насосами системы отопления. При снижении уровня в расширительном баке до заданного открывается электрифицированная задвижка и включает магнитный пускатель рабочего насоса. При увеличении уровня в расширительном баке до верхнего заданного предела закрывается задвижка и отключает насос. Если рабочий насос вышел из строя или не включается в нужный момент, подается команда на включение резервного насоса.

Режим 4 обеспечивается субблоками Д и применяется для управления дренажными насосами. При заполнении водой дренажного приемка включается дренажный насос. При опорожнении дренажного приемка дренажный насос отключается. Если при подаче команды дренажный насос не сработал (не заполнился водой), контакты датчика напора останутся замкнутыми и дадут команду на отключение электродвигателя дренажного насоса. Через 10–15 с цикл полностью повторяется.

Контроль и сигнализация режимов работы ЦТП обеспечивается субблоком И с выводом сигналов на переднюю панель блока АКР ЦТП и разъемом ТМ. Все контролируемые параметры сигналов разбиты на группы, приведенные в табл. 5.51.

Субблок П обеспечивает передачу сигналов предупредительной сигнализации в режиме постоянного горения, сигналов аварии — в режиме прерывистого горения и охранной сигнализации прерывистого горения с более частым миганием контрольных ламп.

Технологические параметры и нарушения режима работы оборудования, контролируемые блоком, приведены в табл. 5.52.

Электронно-акустический теческатель ЭАТ-2 предназначен для обнаружения поврежденных участков (свищей) в подземных теплосетях путем непосредственного прослушивания акустических шумов с поверхности трассы. Прибор ЭАТ-2 переносного типа эксплуатируется одним человеком. При глубине залегания трубопровода 3 м точность определения места утечки с поверхности земли ± 30 см. Масса прибора 4,5 кг, питание от пяти элементов по 4,6 В. Изготавливает приборы предприятие «Спецэнергоавтоматика», г. Киев.

Теческатель ПТ-11Д — пьезоэлектрический дистанционный переносной полупроводниковый прибор, применяется для поиска мест утечки воды из трубопроводов, а также определения неисправных секций водоподогревателей. Прибор состоит из штанги-щупа с пьезоэлементом, блока-усилителя с смонтированным в него стрелочным прибором и наушников. Масса прибора 1,5 кг, питание от семи элементов типа 332.

Жидкость, вытекающая под давлением из отверстия, вызывает акустические колебания, которые, воспринимаясь пьезоэлементом прибора, преобразуются в электрический сигнал,

Таблица 5.51. КОНТРОЛИРУЕМЫЕ ПАРАМЕТРЫ НА ЦТП

Группа сигнала	Параметр	Вид обработки сигнала
1	Безынерционные самовосстанавливающиеся	Задержка передачи сигнала порядка 10 с, запоминание и передача на диспетчерский пункт (ДП)
2	Инерционные самовосстанавливающиеся	Запоминание и передача на ДП
3	Невосстанавливающиеся	Передача сигнала на ДП

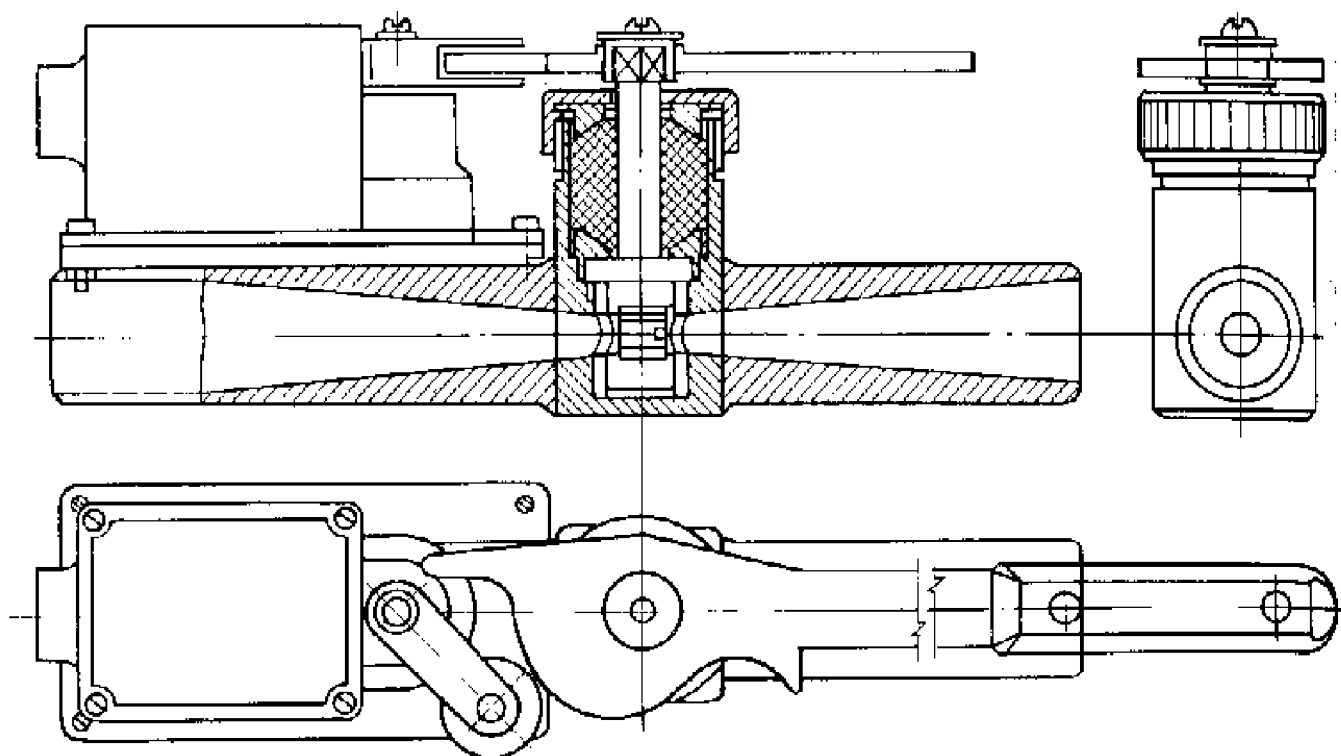
Таблица 5.52. КОНТРОЛИРУЕМЫЕ ПАРАМЕТРЫ ЦТП

Отклонение контролируемого параметра и нарушение режима работы	Обозначение на схеме	Группа по табл. 5.51	Характер сигнала
Понижение давления в городском водопроводе ниже нормы	$P_{\text{гидр}}$	1	П
Понижение располагаемого напора в тепловой сети ниже нормы	$\Delta P_{\text{т.с. мин}}$	1	П
Понижение давления циркуляционной линии горячего водоснабжения ниже нормы	$P_{\text{ц.к. ч.г.}}$	1	П
Понижение давления холодной воды ниже нормы	$P_{\text{х.в. мин}}$	1	А
Повышение давления холодной воды выше нормы	$P_{\text{х.в. макс}}$	1	А
Понижение давления горячей воды ниже нормы	$P_{\text{г.в. мин}}$	1	А
Повышение давления горячей воды выше нормы	$P_{\text{г.в. макс}}$	1	П
Понижение температуры горячей воды ниже нормы	$T_{\text{г.в. мин}}$	2	П
Понижение располагаемого напора перед системой отопления ниже нормы	$T_{\text{г.в. макс}}$	2	П
Понижение располагаемого напора в системе отопления ниже нормы	$\Delta P_{\text{от. мин}}$	1	А
Повышение давления в обратном трубопроводе системы отопления (уровень воды в расширительном баке выше нормы)	$P_{\text{об. макс}}$	1	А
Понижение давления в обратном трубопроводе системы отопления (уровень воды в расширительном баке) ниже нормы	$H_{\text{об. мин}}$	1	А
Затопление ЦТП (уровень воды в дренажном приемке) или АИВ дренажного насоса	Δp	1	А
АВР электрического ввода в ЦТП	$ABP_{\text{ввода}}$	3	П
АВР хозяйственных насосов	$ABP_{\text{х.н.}}$	3	П
АВР циркуляционных насосов системы отопления	$ABP_{\text{ц.н.}}$	3	П
АВР циркуляционных насосов горячего водоснабжения	$ABP_{\text{г.в.}}$	3	П
АВР подпиточных (подмешивающих) насосов	$ABP_{\text{п.н.}}$	3	П
Отключение автоматических выключателей электрического питания электродвигателей насосов	$AV_{\text{н.к.}}$	3	П
Переключение любой группы насосов на ручной режим	$P_{\text{уч. упр}}$	3	П
Открытие дверей ЦТП	Дверь откр.	2	А

усиливаются и передаются на стрелочный прибор и в наушники. По характеру шума в наушниках и показаниям прибора наблюдатель устанавливает место утечки. Изготавливают приборы Тонкинский механический завод (Кемеровская обл.).

Ручное блокировочное устройство (рис. 5.50) применяют в отопительно-рециркуляционных

агрегатах, а также в небольших приточно-вентиляционных установках для предотвращения прохода теплоносителя через калориферы при остановке вентилятора. Устройство устанавливают на подающем трубопроводе перед калориферами. Блокировочное устройство можно применять в случаях, когда нет необходимости регулировать напор перед уста-



новкой и нет опасности замерзания calorиферов.

Блокировочное устройство состоит из запорного органа пробкового типа, оснащенного ручным приводом, механически соединенным с конечным выключателем. Устройство просто по конструкции и его можно изготовить в любых механических мастерских.

Преобразователь электрогидравлический ПЭГ предназначен для преобразования электрического командного сигнала в гидравлический.

Преобразователь является промежуточным элементом регуляторов давления, перепада давлений, температуры непрямого действия, применяемых для автоматизации систем теплоснабжения и состоящих из электронных приборов (Т 48, Р 25 и др.) и исполнительных устройств (клапанов) с гидроприводом (РК 1, ИК-25 и др.).

Устройство и принцип действия. Преобразователь состоит из трехходового клапана и электромагнитного привода (рис. 5.51).

Трехходовой клапан состоит из следующих основных узлов и деталей: корпуса 1 со штуцерами для подвода и отвода рабочей среды; седла 2; мембраны 3 с жестким центром, имеющим центральное перепускное отверстие.

Основными узлами и деталями электромагнитного привода являются: якорь с уплот-

Рис. 5.50. Устройство блокировочное для calorиферов

нительной вставкой 4; возвратная пружина 5; гильза с неподвижным сердечником 6; выпрямитель 7; электромагнитные катушки 8; защитный кожух 9.

Работа преобразователя заключается в изменении величины гидравлического командного сигнала (давления p_k) в гидроприводе клапана в зависимости от подачи электрического командного сигнала на одну из катушек электромагнитного привода.

При отсутствии команд от прибора катушки преобразователя обесточены, якорь под действием собственной массы и усилия возвратных пружин перекрывает перепускные отверстия и мембраны, а последние — проходные сечения седел.

При этом давления в камерах над мембраной и под ней равны, так как мембрана выполнена с зазором относительно корпуса и имеется свободный переток воды.

Давление в гидроприводе клапана постоянное и имеет какое-то промежуточное значение в диапазоне p_0 , p_k , p_p , следовательно, затвор клапана находится в фиксированном положении, обеспечивающем требуемый расход теплоносителя на систему отопления.

При поступлении от прибора команды электрического сигнала (вследствие изменения одной из температур) на одну из кату-

шек якорь, втягиваясь в гильзу, открывает пропускное отверстие в мембране, так как площадь сечения перепускного отверстия больше площади сечения зазора по диаметру мембраны, давление в надмембранной камере падает. Это приводит к открытию отверстия в седле, через которое происходит подача (слив) рабочей воды в гидропривод (из гидропривода) клапана.

При снятии команды, катушка обесточивается, якорь и мембрана возвращаются в исходное положение.

Давление в гидроприводе имеет какое-то новое промежуточное значение в диапазоне $P_0 \div P_x \div P_p$, а затвор клапана обеспечивает требуемый расход теплоносителя на систему отопления.

Техническая характеристика преобразователя ПЭГ

Рабочая (управляющая) среда	Вода, воздух
Давление рабочей среды, кгс/см ²	До 10
Температура рабочей среды, °С	До 70
Допускаемый перепад давлений, МПа	Не более 0,4
Питание электропривода	От сети переменного тока напряжением 220 В, с частотой 50 Гц

Потребляемая мощность, В·А Не более 20

Характер изменения выходного гидравлического сигнала Релейный

Габаритные размеры, мм 140×110×125

Масса, кг Не более 2,0

Изготавливает преобразователи завод «Теплоприбор», г. Улан-Удэ.

Пример обозначения преобразователя при заказе: «ПЭГ, ТУ 26.02.16 (АПТ 3.257 002) 81Е»

Реле электрогидропневматическое РЭГП

предназначено для управления гидравлическими или пневматическими исполнительными механизмами одностороннего действия (рис. 5.52).

Реле состоит из электромагнита и клапанового устройства. Гидравлическая система реле имеет три выходных штуцера: «Напор», «Привод» и «Дренаж». При обесточенном электромагните штуцер «Напор» перекрыт, штуцер «Привод» сообщается со штуцером «Дренаж», происходит слив воды из гидропривода исполнительного механизма. При включении электромагнита штуцер «Дренаж» перекрыт, штуцер «Привод» сообщается со штуцером «Напор», происходит наполнение гидропривода.

Реле имеет устройство ручного управления,

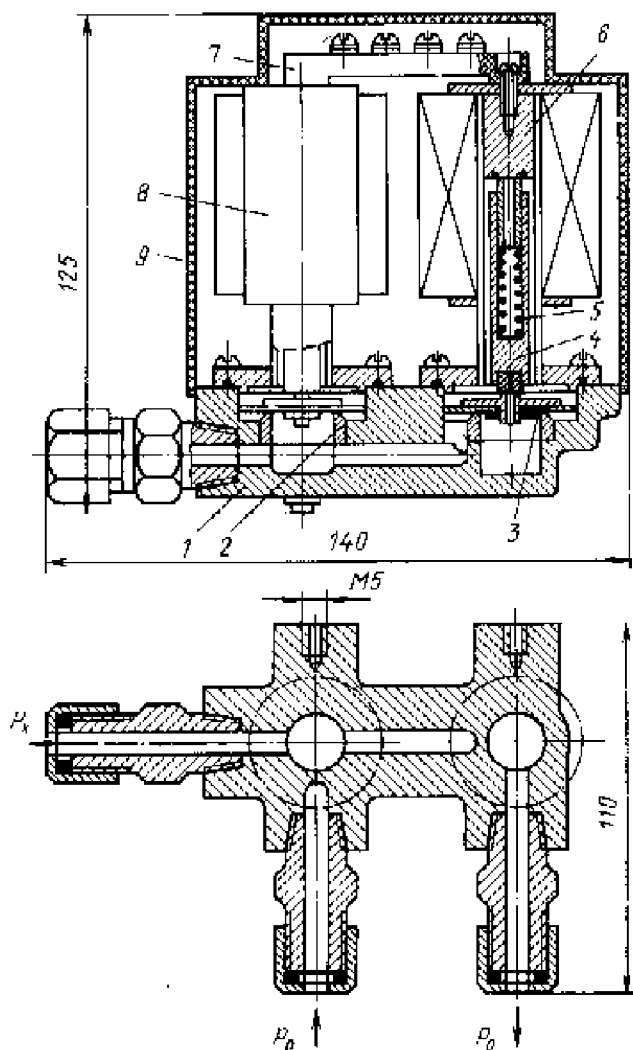


Рис. 5.51. Преобразователь электрогидравлический типа ПЭГ

1 — корпус; 2 — седло; 3 — мембрана; 4 — якорь; 5 — пружина; 6 — гильза; 7 — выпрямитель; 8 — электромагнит; 9 — катушка

Техническая характеристика реле РЭГП

Напряжение питания, В	24 В
Потребляемая мощность, ВА	14
Давление рабочей среды, кгс/см ²	8
Масса, кг	Не более 2,2

которое действует независимо от состояния электромагнита.

Изготавливает реле опытный завод ОКБ «Теплоавтомат», г. Харьков.

Механизмы электрические исполнительные однооборотные МЭО предназначены для перемещения исполнительных устройств (клапанов, заслонок и т. д.) в системах автоматического регулирования. Выпускаются двух модификаций: МЭО — с однофазными конденсаторными двигателями АОЛ или 4А; МЭО-К — с трехфазными двигателями ДАУ.

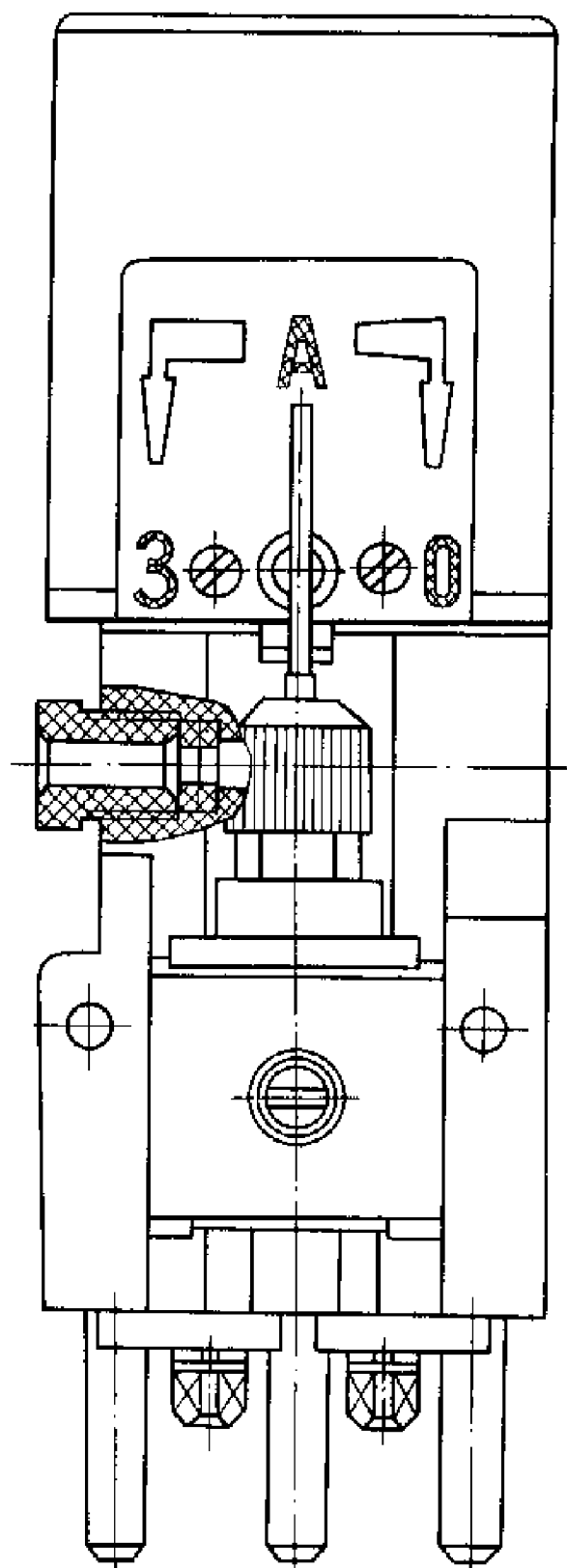


Рис. 5.52. Реле электрогидравлическое типа РЭГП

Механизмы (рис. 5.53) состоят из следующих основных узлов: редуктора 1; электродвигателя 3; блока датчиков 4; блока конденсаторов 7 (только для МЭО); ввода литуперного 2; привода ручного 5; рычага 8; тормоза электромагнитного 6.

Рис. 5.53. Электрический исполнительный механизм типа МЭО

1 — редуктор; 2 — ввод; 3 — электродвигатель; 4 — блок датчиков; 5 — ручной привод; 6 — тормоз; 7 — конденсаторы; 8 — рычаг

Управление МЭО осуществляется с помощью бесконтактного реверсивного пускателя ПРБ-2, а МЭО-К — с помощью ПБР-3А.

Для сигнализации положения привода применяют один из следующих датчиков: индуктивный БДИ 6 или БСПИ, реостатный БДР-П, токовый БСПТ К.

Работа механизмов заключается в преобразовании электрического сигнала, поступающего от регулирующего и управляющих устройств, во вращательное движение выходного вала, соединенного непосредственно или через систему рычагов с клапаном, заслонкой и т.д.

Выходные параметры МЭО в зависимости от габаритов представлены в табл. 5.53.

Техническая характеристика механизма МЭО

Напряжение питания, В	220/380
Повышение пускового крутящего момента над номинальным, раз	Не менее 1,7
Люфт выходного вала, град, не более	1
Выбег выходного вала при нагрузке 0,5 номинального значения и номинальном напряжении питания для номинального хода, %, не более	10...1; 25...0,5; 63...0,25
Интервал между переключениями при реверсивном режиме работы, мкс, не менее	50
Максимальная продолжительность непрерывной реверсивной работы, мин, не более	10

Работа механизмов не допускается во взрывоопасных средах, а также средах содержащих агрессивные пары, газы и вещества, вызывающие разрушение покрытий, изоляции, материалов.

Изготавливает механизмы ПО «Промприбор», г. Чебоксары.

Преобразователь измерительный Ш79 предназначен для преобразования сигналов термометров сопротивления ТСМ, ТСП в унифицированный сигнал постоянного тока 0—5 МА или напряжение постоянного тока 0—10 В. Зависимость выходного сигнала от входного линейная. Соединение преобразователя с термометрами сопротивления осуществляется трехпроводной линией, сопротивление каждого провода не должно превышать 10 Ом.

Преобразователь предназначен для эксплуата-

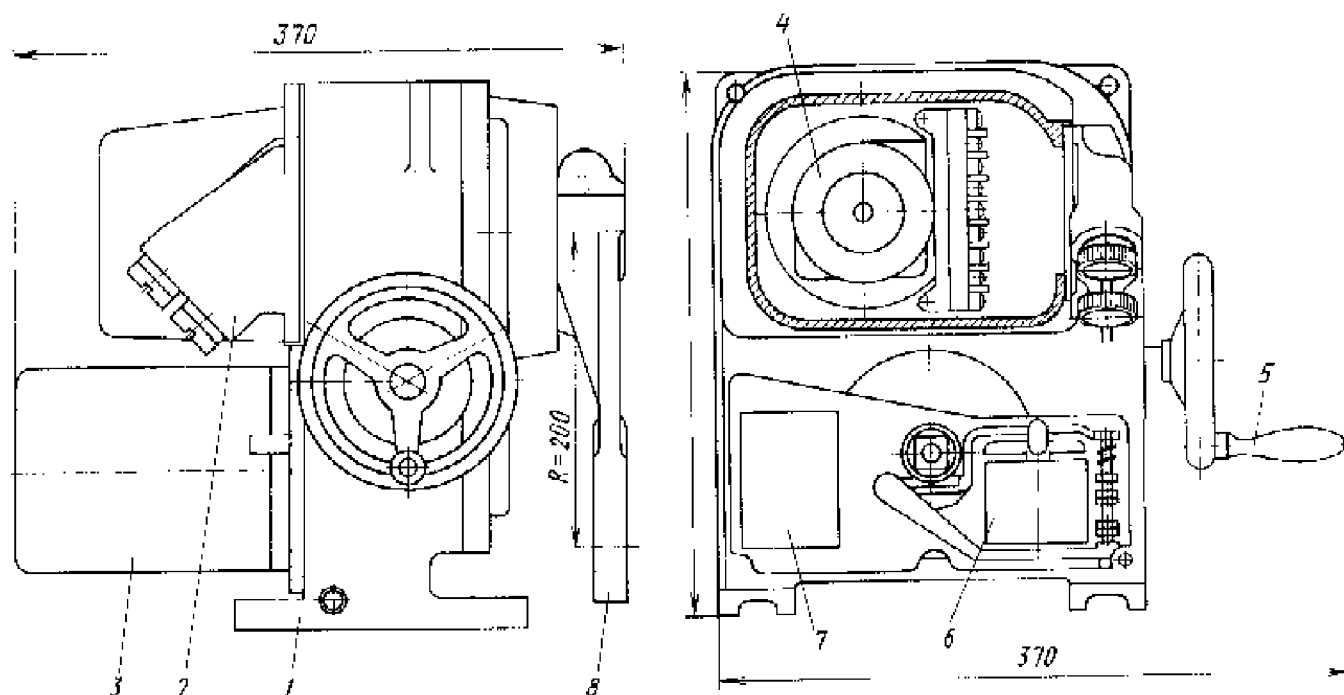


Таблица 5.53 ВЫХОДНЫЕ ПАРАМЕТРЫ МЭО

Тип механизма	Номинальный крутящий момент на выходном валу	Номинальное время полного хода вала, с	Номинальный полный ход выходного вала, делений	Тип		Потребляемая мощность в номинальном режиме, В·А, не более	Масса, кг
				электро-двигатель	электро-магнита		
МЭО-1625-0,25-77	16	25	0,25	ДСР-4 60	ТЕМП-21	30	9
МЭО-1663-0,63-77		63	0,63				
МЭО-1663-0,25-80		63	0,25				
МЭО-4010-0,25	40	10	0,25	ДАУ-10С	ТЕМП-21	40	26
МЭО-4025-0,63		25	0,63				
МЭО-10010-0,25		10	0,25				
МЭО-10025-0,63	100	25	0,63	ДАУ-25П	ТЕМП-21	80	30
МЭО-10025-0,25		25	0,25				
МЭО-10063-0,63		63	0,63				
МЭО-25025-0,25	250	25	0,25	ДАУ-25П	ТЕМП-21	80	30
МЭО-25063-0,63		63	0,63				
МЭО-25063-0,25		63	0,25				
МЭО-250160-0,63	160	160	0,63	ДАУ-10С	ТЕМП-21	40	26
МЭО-63010-0,25К		10	0,25				
МЭО-63025-0,63К		25	0,63				
МЭО-160025-0,25	1600	25	0,63	ДАУ-160П	ТЕМП-31	600	185
МЭО-160063-0,63		63	0,63				
МЭО-160025-0,25К		25	0,25				
МЭО-160063-0,63К	1600	63	0,63	4АА56В4	ТЕМП-31	415	155
МЭО-160063-0,25		63	0,25				
МЭО-1600160-0,63		160	0,63				
МЭО-160063-0,25К	1600	63	0,25	4АА56В4	ТЕМП-31	415	155
МЭО-1600160-0,63К		160	0,63				
МЭО-63010-0,25		10	0,25				
МЭО-63025-0,63	630	25	0,63	ДАУ-160П	ТЕМП-31	600	180
МЭО-400063-0,25К		63	0,25				
МЭО-4000160-0,63К		160	0,63				
МЭО-1000063-0,25К	10000	63	0,25	4АА56В4	ТЕМП-51	415	270
МЭО-10000160-0,63К		160	0,63				
МЭО-10000160-0,63К		160	0,63				

**Таблица 5.54. ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕРМОПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ
И ТЕРМОМЕТРОВ СОПРОТИВЛЕНИЯ**

Тип термопреобразователя	Условное обозначение статистической характеристики	Диапазон измерения, °C		Сопротивление		Класс точности
		нижний предел	верхний предел	при нижнем пределе	при верхнем пределе	
ТСН	10П	0	300	10	21,38	0,4
		0	400	10	24,94	
		0	500	10	28,38	
		0	650	10	33,31	
ТСН	50П	200	70	8,65	35,84	0,4
		+120	+30	25,68	56,93	
		+70	+180	35,94	84,77	
		0	100	50	69,56	
		0	150	50	79,11	
		0	200	50	88,52	
		0	300	50	106,89	
		0	400	50	124,68	
	100П	0	500	50	141,88	0,4
		200	+50	17,31	119,71	
		200	70	17,31	71,88	
		120	+30	51,36	111,86	
		90	+50	63,72	119,71	
		70	+180	71,88	109,54	
		+25	+25	90,03	109,89	
		0	50	100	119,71	
		0	100	100	139,11	0,4
		0	150	100	158,22	
		0	200	100	177,03	
		0	300	100	213,78	
		0	400	100	249,36	
		0	500	100	283,76	
ТСМ	50М	50	0	39,24	50	0,4
		50	+50	39,24	60,70	
		+50	+100	39,24	71,40	
		0	100	50	71,40	
		0	150	50	82,10	
		0	180	50	88,51	
ТСМ	100М	50	0	78,48	100	0,4
		50	50	78,48	121,40	
		50	100	78,48	142,8	
		+25	25	89,25	110,70	0,6
		0	25	100	110,70	
		0	50	100	121,40	
		0	100	100	142,80	0,4
		0	150	100	164,19	
		50	100	121,40	142,80	
		0	180	100	177,03	0,4

тации при температуре воздуха 5- -60°C и относительной влажности 30-80%. Напряжение питания 220 В. Преобразователь имеет щитовое исполнение, предназначено для утопленного монтажа в вырезах панели, масса преобразователя - 3 кг.

Изготавливает преобразователи Минприбор СССР. Характеристика ЦТ99 приведена в табл. 5.54.

В таблице 5.53 приведены градуировочные характеристики термометров сопротивления применяемых с ЦТ99.

ГЛАВА 6. АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И ТЕПЛОВЫХ ПУНКТОВ

6.1. ИЗМЕРЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ

При наблюдении за технологическим режимом и процессе эксплуатации и во время специальных испытаний в системе централизованного теплоснабжения контролируют следующие параметры.

1. На тепловой сети:

давление на подающем и обратном магистральных трубопроводах до и после секционирующих задвижек и на всех участках изменения диаметра трубопроводов, на ответвлениях диаметром 300 мм и более до и после задвижек;

температуру в подающих и обратных трубопроводах перед секционирующими задвижками, перед ответвлениями (по ходу воды) диаметром 300 мм и более, на всех обратных трубопроводах перед задвижкой (по ходу воды), а также при изменении типа прокладки или изоляционной конструкции;

величину расхода теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах ответвлений диаметром 300 мм и более.

На каждом трубопроводе выводов тепловых сетей ТЭЦ или котельной, кроме того, регистрируют температуру, давление и расход воды.

2. На насосных станциях:

температуру на подающем трубопроводе смесительной насосной станции, до и после точки смешения, в подающем и обратном трубопроводах, до и после подкачивающих и смесительных насосов;

давление в напорном коллекторе подкачивающих и смесительных насосных станций, а также в трубопроводах до и после клапанов расщепки;

давление во всасывающих и нагнетательных патрубках каждого насоса, в общих напорных коллекторах подкачивающих и смесительных насосных станций;

величину расхода теплоносителя в подающем трубопроводе, до и после точки смешения в смесительных насосных станциях.

3. На центральных тепловых пунктах (ЦТП)

манометры устанавливают в местах, указанных в табл. на с. 278.

Измеряют величину расхода: сетевой воды, поступающей на тепловой пункт (на обратном трубопроводе тепловой сети), сетевой воды на подпитку независимой системы отопления; водопроводной воды; воды, идущей на горячее водоснабжение.

4. На индивидуальных тепловых пунктах измеряют:

давление в подающем и обратном трубопроводах после выходных задвижек (кроме того, устанавливают штуцера для манометров, до и после смесительного устройства);

температуру в подающем и обратном трубопроводах после входных задвижек. На подающем трубопроводе смешанной воды, кроме того, устанавливают гильзы для термометров, до задвижек на всех обратных трубопроводах, идущих от отдельных теплопотребляющих систем или отдельных частей систем;

величину расхода: в закрытых системах - на подающем или обратном трубопроводах, в открытых системах - на подающем трубопроводе и на линии горячего водоснабжения после смесительного устройства.

5. Каждая ступень подогревателя горячего водоснабжения оборудована показывающими манометрами и термометрами на входе и выходе сетевой и водопроводной воды. Перед подогревателями на трубопроводе холодной воды устанавливают водомер.

При монтаже и эксплуатации приборов необходимо учитывать следующее: 1) измеряемое давление должно соответствовать последней трети шкалы прибора; 2) показания прибора от нуля до первого цифрового деления недействительны; 3) манометр устанавливать только в вертикальном положении штуцером вниз; 4) манометры присоединять к трубопроводам только через трехходовые краны.

Во избежание закипания трехходовые краны следует смазывать техническим вазелином.

Один раз в год проверяют исправность, после проверки госповеритель должен поставить на каждом манометре клеймо.

ЦТП с зависимым присоединением систем отопления	ЦТП с независимым присоединением систем отопления
1. На подающем трубопроводе тепловой сети 2. На обратном трубопроводе тепловой сети 3. На вводе городского водопровода 4. На подающем трубопроводе системы горячего водоснабжения (ГВС) на выходе из бойлера 5. На циркуляционном трубопроводе системы ГВС до насосов или регулятора подпора 6. На инерционном коллекторе хозяйственных насосов 7. На напорном коллекторе циркуляционных насосов ГВС 8. На выходе холодной воды из ЦТП 9. На регуляторе температуры 10. На регуляторе перепада давления (расхода)	11. На подающем трубопроводе тепловой сети перед отопительным бойлером 12. На подающем трубопроводе системы отопления (по местной воде) 13. На обратном трубопроводе от системы отопления (по местной воде) 14. На подающем коллекторе отопительных насосов 15. На подающем коллекторе подпиточных насосов
11. На подающем трубопроводе системы отопления на выходе из ТП 12. На обратном трубопроводе системы отопления на входе в ТП	

Температуру измеряют.

ЦТП с зависимым присоединением систем отопления	ЦТП с независимым присоединением систем отопления
1. В подающем трубопроводе тепловой сети 2. В обратном трубопроводе тепловой сети 3. В системе горячего водоснабжения 4. Сетевой воды на систему отопления 5. Обратной воды от каждой системы отопления	4. Сетевой воды на отопительный водонагреватель 5. Обратной сетевой воды после отопительного водонагревателя 6. Местной воды, поступающей в систему отопления 7. Местной воды от каждой системы отопления

Термометры монтируют так, чтобы обеспечить хорошую видимость показаний. Для защиты от механических повреждений термометры защищены гильзой с защитным кожухом, снабженным с лицевой стороны вырезом для наблюдения за показателями. Кожух жестко прикреплен к гильзе. Для улучшения теплопередачи гильзу очищают от грязи и заполняют машинным маслом или глицерином. Хвостовик термометра должен быть полностью утоплен в гильзе, при этом резервуар термометра должен находиться в центре потока.

Гильзу изготавливают из нержавеющей стали или латуни и ввинчивают в бобышку, приваренную к трубопроводу. При монтаже гильзы на трубопроводе малого диаметра следует применять угловую бобышку, при этом гильза должна быть направлена навстречу потоку. Не допускается приваривать гильзу непосредственно к трубопроводу. При снятии показаний запрещается вытаскивать термометр из гильзы.

6.2. АВТОМАТИЗАЦИЯ ПОДПИТКИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

В небольших котельных автоматизация гидравлического режима тепловых сетей заключается в поддержании давлений на всасывающем патрубке сетевого насоса (регулятором подпитки). Два варианта регулирования показаны на рис. 6.1. По первому варианту подпитка сети осуществляется с помощью постоянно работающего подпиточного насоса. Давление поддерживается регулятором прямого действия. Применяют грузовые регуляторы типа 21412иж, а также регуляторы типов УРРД и РД.

Для обеспечения нормальной работы регуляторов их диаметр выбирают по расчетному расходу подпиточной воды, а не по диаметру подпиточного трубопровода. Когда пропускная способность регулятора превышает требуемую величину, рекомендуется устройство обводной линии на всасывающем патрубке подпиточного

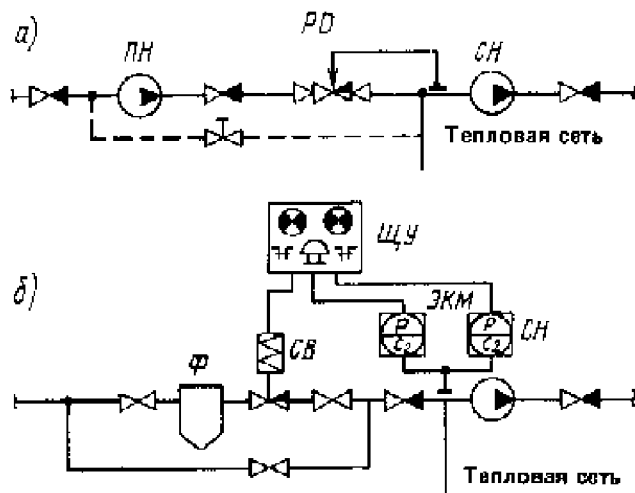


Рис. 6.1. Регулирование подпитки

а — регулятором прямого действия; б — с помощью соленоидного вентиля; ПН — подпиточный насос; РД — регулятор; ОН — отопительный насос; Ф — фильтр; СВ — соленоидный вентиль; ЩУ — щит управления; ЭКМ — электроконтактные манометры

устройства (на схеме она показана пунктиром). Это позволяет увеличить расход воды через регулятор и стабилизировать его работу.

По второму варианту автоматизации подпитка тепловой сети выполняется с помощью электромагнитного вентиля СВФ 10 по команде от электроконтактного манометра ЭКМ. Второй манометр ЭКМ служит для подачи аварийного сигнала при выходе регулируемого давления за заданные пределы. Основные условия применения схемы: 1) отсутствие непосредственного водоразбора из тепловой сети; 2) давление перед исполнительным органом регулятора всегда выше регулируемого давления; 3) часовой расход подпиточной воды не превышает величины, подсчитанной по формуле

$$G \leq 1,4 \sqrt{\Delta p},$$

где Δp — разность давлений до и после регулятора.

Применение схем по второму варианту возможно в центральных и индивидуальных тепловых пунктах при независимой схеме присоединения потребителей.

Подпитка отопления с помощью гидравлической автоматики. При достаточном давлении в тепловой сети подпитка независимых систем отопления может производиться с помощью гидравлической автоматики, установленной на ЦТП (рис. 6.2). Вода из обратного трубопровода тепловой сети через водомер ВВ, обратный клапан ОК и открытую задвижку на переключке подпитывающих насосов ПН поступает в обратную линию местной системы отоп-

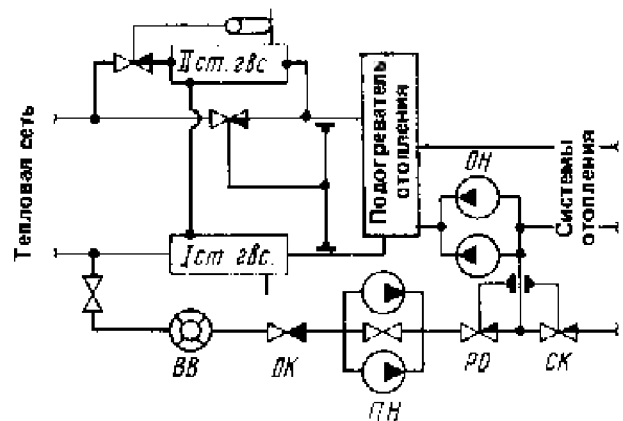


Рис. 6.2. Регулирование подпитки систем отопления с помощью гидравлической автоматики

ВВ — водомер; ОК — обратный клапан; ПН — подпиточные насосы; РД — регулятор давления; СК — сбросной клапан; ОН — отопительные насосы

ления до отопительных насосов ОН. Давление подпитки регулирует регулятор давления прямого действия РД типа УРРД с условным диаметром 25 мм. Для защиты системы отопления от опорожнения служит обратный клапан, а для защиты от повышенного давления (в случае выхода из строя УРРД) — сбросной клапан СК типа 17ч3бр с условным диаметром 25 мм. Подпиточные насосы предназначены для заполнения системы отопления в летний период при ремонте систем отопления и тепловых сетей.

Автоматизация подпитки тепловой сети с применением гидравлической автоматики. Схема автоматизации подпитки (рис. 6.3) состоит из гидравлического реле РД-3а и регулирующего клапана РК-1. Назначение схемы — поддерживать постоянное давление перед сетевыми насосами тепловой сети. Регулируемое давление P_r воздействует на чувствительный сильфон реле РД-3а. При отклонении давления от заданного перемещается регулирующий клапан реле и изменяется командное давление P_c , управляющее работой регулирующего клапана РК-1.

При увеличении регулируемого давления клапан прикрывается и уменьшает количество подпиточной воды, при уменьшении регулируемого давления клапан открывается и увеличивает количество подпиточной воды. Неравномерность регулирования 0,1–0,2 кгс/см² (0,001–0,002 МПа). В случае выхода из строя гидравлической автоматики или профилактики

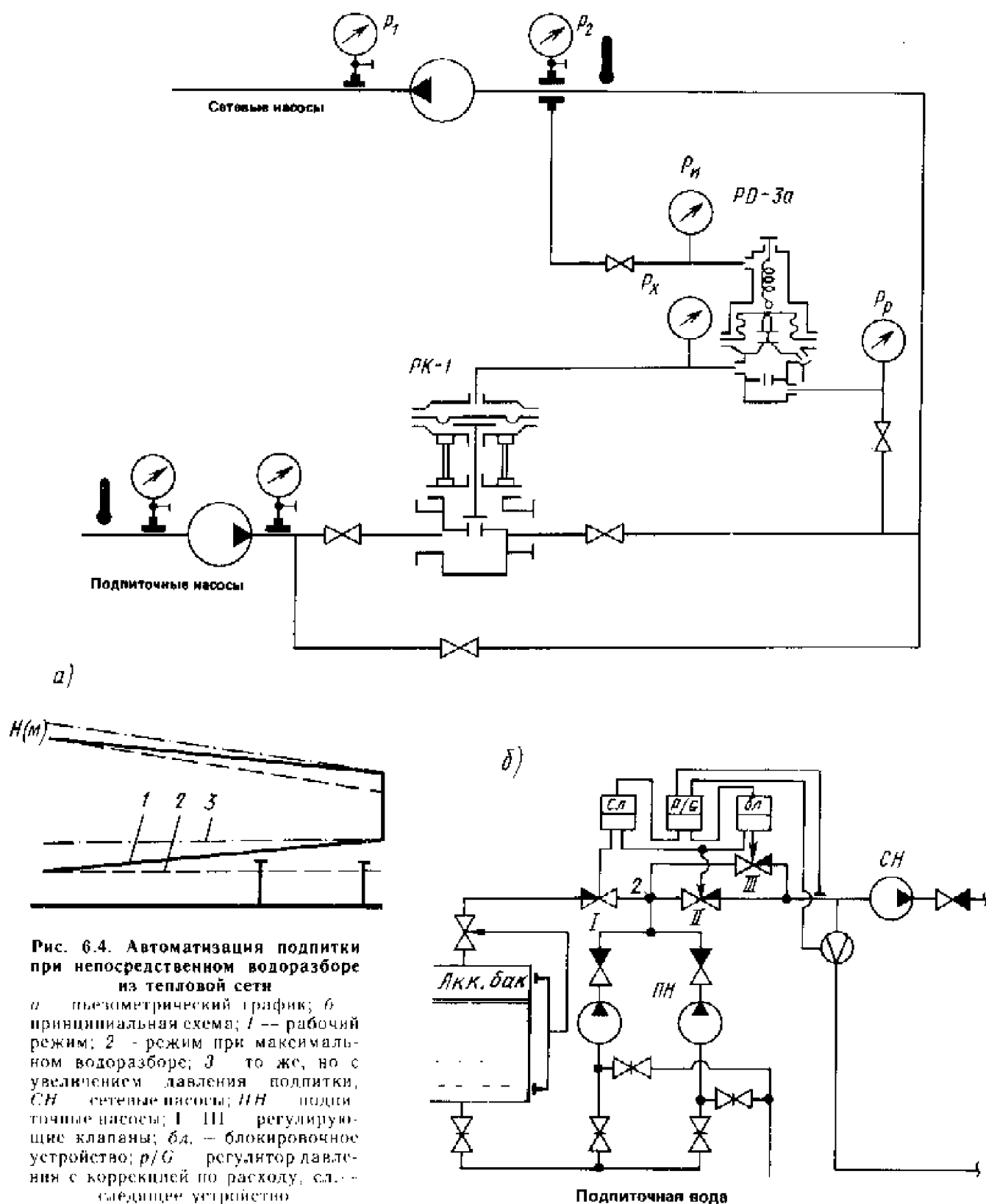


Рис. 6.4. Автоматизация подпитки при непосредственном водоразборе из тепловой сети

а — пьезометрический график; *б* — принципиальная схема; 1 — рабочий режим; 2 — режим при максимальном водоразборе; 3 — то же, но с увеличением давления подпитки; СН — сетевые насосы; ПН — подпиточные насосы; I — III — регулирующие клапаны; б.д. — блокировочное устройство; Р/Е — регулятор давления с коррекцией по расходу; Сл. — следищее устройство.

ческого ее ремонта регулируемое давление поддерживают вручную с помощью задвижки на обводной линии.

Подпитка тепловой сети при непосредственном водоразборе. Схема предусматривает регулирование давления подпитки в зависимости от расхода воды по обратной линии

(рис. 6.4), чтобы не произошло опорожнения системы отопления конечных потребителей в часы интенсивного водоразбора из обратной линии. Регулятор подпитки через следищее устройство одновременно управляет двумя регулируемыми клапанами I и II, которые обеспечивают подачу воды на зарядку аккумуля-

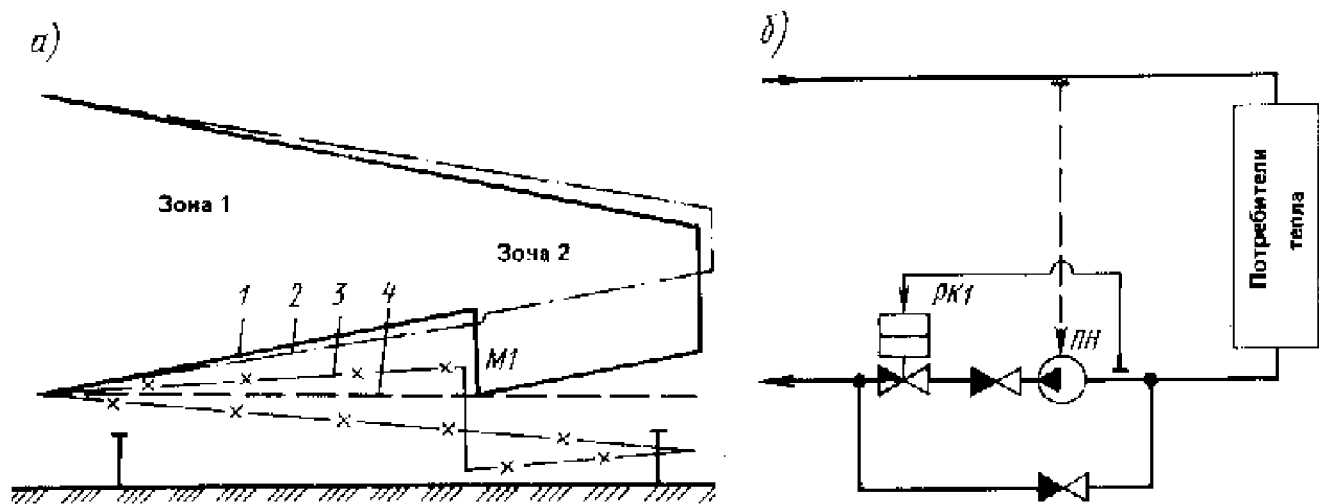


Рис. 6.5. Гидравлический режим № 1

а — пьезометрический график; б — технологическая схема; 1, 2, 3, 4 — пьезометры; РК1 — регулятор; ПН — насос;

торных баков и на подпитку тепловой сети. При увеличении расхода воды на подпитку сети уменьшается подача воды на зарядку баков. В ночное время, когда водоразбор в тепловой сети резко сокращается, подпитка производится через клапан П с пониженной пропускной способностью, а подача воды на зарядку баков переводится на дистанционное управление (блокировочное устройство). В схеме применена электронная автоматика МЗТА, с помощью которой осуществляется управление клапанами с помощью электронного переключателя ПЭК-П по положению регулируемых органов.

6.3. АВТОМАТИЗАЦИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РЕЖИМА ТЕПЛОВОЙ СЕТИ

В тепловых сетях большой протяженности или имеющих значительную разность геодезических отметок установлены насосные и дроссельные станции. Насосные станции увеличивают пропускную способность тепловой сети большой протяженности; снижают давление в обратном трубопроводе у конечных потребителей; повышают давление в тепловой сети для подачи теплоносителя потребителям с высокими геодезическими отметками. Дроссельные станции предназначены для защиты потребителей с низкими геодезическими отметками от высокого статического давления, а потребителей

с высокими геодезическими отметками от опорожнения систем отопления.

Схемы автоматизации гидравлического режима предусматривают: стабилизацию давления в подающем трубопроводе после подкачивающей или дроссельной станции; стабилизацию давления в обратном трубопроводе до подкачивающей или дроссельной станции; рассечку тепловой сети на гидравлически изолированные зоны; подпитку отсеченного участка; останов подкачивающих насосов при останове сетевых насосов на ТЭЦ; выключение резервного насоса при выходе из строя одного из рабочих насосов; блокировку работы насосов и электрифицированных задвижек.

Для автоматизации насосных и дроссельных станций применяют гидравлическую автоматику конструкции Союзтехэнерго, источником энергии для которой является вода в тепловой сети. В комплект автоматики входят регулирующие приборы РД-3а и импульсные клапаны ИК-1, а также регулирующие клапаны РК-1. Ниже рассмотрены типовые гидравлические режимы тепловых сетей и описаны схемы их автоматизации.

Гидравлический режим № 1. Пьезометрический график этого режима показан на рис. 6.5а. Профиль местности ровный. На обратном трубопроводе тепловой сети установлена подкачивающая насосная станция ПН. Назначение насосной станции — увеличить пропускную способность тепловой сети (линия 1). При останове подкачивающих насосов (линия 2) расход воды в тепловой сети уменьшается, сокращаются потери напора в трубопроводах, располагаемый напор у потребителей теплоты второй зоны уменьшается. Давление в обратном трубопроводе тепловой сети вто-

рой зоны повышается, но не превышает максимально допустимого.

При останове сетевых насосов на источнике теплоты и работе подкачивающих насосов (линия 3) последние будут играть роль сетевых насосов. Направление движения теплоносителя по магистральному трубопроводу не изменится, но давление в обратном трубопроводе у потребителей первой зоны будет выше, чем в подающем. Это приведет к опрокидыванию циркуляции теплоносителя у потребителей первой зоны и, как следствие, к резкому снижению температуры и нарушению герметичности уплотняющих устройств. Возможно также вскипание теплоносителя при снижении давления.

Во второй зоне давление в обратном трубопроводе упадет ниже допустимого, что приведет к опорожнению отопительных систем. При отключении всех насосов статическое давление для обеих зон одинаковое (линия 4).

Автоматизацией гидравлического режима (рис. 6.5.б) предусмотрена стабилизация давления перед подкачивающими насосами; выключение подкачивающих насосов при останове сетевых насосов. Сигналом для выключения подкачивающих насосов служит падение давления в подающем трубопроводе.

Схема автоматизации гидравлического режима № 1 показана на рис. 6.6. Регулятор подпора состоит из регулирующего прибора РД1 и регулирующего клапана РК1. Рабочая вода для работы гидравлической автоматики поступает из обратного трубопровода (точка Т2). Отбор импульсного давления осуществляется из обратного трубопровода перед подкачивающими насосами (точка Т11). При нормальной работе тепловой сети включены сетевые и подкачивающие насосы; вентили В2, В3 закрыты, остальные вентили открыты, регулирующий прибор РД1 поддерживает перед подкачивающими насосами заданное давление. При увеличении давления в точке Т1 уменьшается командное давление p_c на выходе РД1, сопротивление регулирующего клапана РК1 уменьшается и давление перед подкачивающими насосами возвращается к заданному. При уменьшении регулируемого давления процесс происходит в обратной последовательности.

При останове сетевых насосов подкачивающие насосы выключаются по команде от

электроконтактного манометра ЭКМ1. При падении давления в подающей линии замыкаются минимальные контакты ЭКМ и подается команда в схему управления электродвигателями подкачивающих насосов на их отключение. В процессе работы схемы контролируются следующие параметры: давление в подающем трубопроводе p_1 ; давление в обратном трубопроводе со стороны источника теплоты p_2 ; давление до и после подкачивающих насосов p_3 , p_4 ; командное давление на гидропривод регулирующего клапана p_c .

Вентили В1, В2, В3 позволяют выполнять автономное управление регулирующим клапаном РК1. При закрытом вентиле В1, изменяя степень открытия вентилей В2 (подающего) и В3 (сливного), можно получить любое командное давление на гидропривод регулирующего клапана и, следовательно, любую степень его открывания. Кроме того, при закрытом вентиле В1 можно производить профилактический ремонт и проверку работы гидравлической автоматики, не нарушая режима работы тепловой сети. В схеме использованы следующие регулирующие приборы: РД1 — универсальный регулирующий прибор РД-3а односильфонный с управляющим клапаном, собранным по нормально открытой схеме; РК1 — регулирующий клапан РК1 нормально открытый.

Гидравлический режим № 2. Пьезометрический график этого режима показан на рис. 6.7а. Профиль местности ровный. На обратном трубопроводе тепловой сети установлена подкачивающая насосная станция ПН. Назначение станции — снизить давление в обратном трубопроводе второй зоны и увеличить располагаемый напор у потребителей (линия 1). При останове подкачивающих насосов давление в обратном трубопроводе у потребителей второй зоны превысит максимально допустимую величину (линия 2). При останове сетевых насосов и работе подкачивающих насосов произойдет опрокидывание циркуляции теплоносителя у потребителей первой зоны и опорожнение систем отопления потребителей второй зоны (линия 3). При останове сетевых и подкачивающих насосов статическое давление для потребителей обеих зон одинаковое (линия 4). Таким образом, необходимы защита потребителей второй зоны при останове подкачивающих насосов и

выключение подкачивающих насосов при останове сетевых (линия 7).

Автоматизацией гидравлического режима (рис. 6.7,б) предусмотрены:

1) стабилизация давления в обратном трубопроводе до подкачивающих насосов клапан РК1, 2) останов подкачивающих насосов ПН при останове сетевых насосов, импульсом на выключение подкачивающих насосов служит падение давления в подающем трубопроводе (точка Т1); снижение давления в обратном трубопроводе второй зоны при останове только подкачивающих насосов за счет дросселирования давления в подающем трубопроводе (клапан РК2) – схема частичной рассечки.

Схема автоматизации гидравлического режима №2 показана на рис. 6.8. Регулятор подпора состоит из регулирующего прибора РД1 и регулирующего клапана РК1. Останов подкачивающих насосов происходит по команде от электроконтактного манометра ЭКМ1. Схема частичной рассечки состоит из регулирующего прибора РД2, импульсного клапана ИК1 и регулирующего клапана РК2. Рабочая вода для работы гидравлической автоматики берется из обратного трубопровода (точка Т3).

В рабочем режиме тепловой сети включены подкачивающие насосы; вентили В2, В3 закрыты, остальные вентили открыты. Минимальные контакты ЭКМ1 разомкнуты. Импульсное давление из точки Т2 воздействует на чувствительные элементы РД1 и РД2. Выходное давление p_{x1} регулирующего прибора РД1 воздействует на гидропривод клапана РК1. При увеличении давления p_1 в точке Т1 уменьшается выходное командное давление p_{x1} , клапан РК1 открывается, его сопротивление уменьшается и регулируемое давление P_4 возвращается к заданному.

Регулирующий прибор РД2 настроен на давление, превышающее регулируемое. В рабочем режиме клапан регулирующего прибора находится в верхнем положении, выходное давление p_{x2} , воздействующее на гидропривод импульсного клапана ИК1, равно максимальному; золотник ИК1 находится в нижнем положении, давление на гидропривод клапана РК2 равно нулю, клапан РК2 полностью открыт.

При останове сетевых насосов на источнике теплоты падает давление в точке Т2, минимальные контакты ЭКМ1 замыкаются и подают команду в схему управления электродвигате-

лями подкачивающих насосов на их выключение. Регулятор подпитки на источнике теплоты поддерживает статистический режим тепловой сети. При останове только подкачивающих насосов резко возрастает давление в точке Т1, под действием которого закрывается нижнее солено прибора РД2, выходное давление p_{x2} падает до нуля, золотник импульсного клапана ИК2 переходит в верхнее положение, через его нижнее проходное сечение рабочая вода сливается из гидропривода регулирующего клапана РК2, который быстро закрывается. Для ограничения степени закрытия клапана под мембраной гидропривода установлена ограничительная шайба, которая не дает клапану полностью закрыться. Толщину шайбы выбирают, исходя из расхода воды в режиме сокращенной циркуляции и дросселируемого напора на клапане. При дросселировании напора на подающем трубопроводе давление в обратном трубопроводе также опускается до величины, близкой к величине настройки РД2.

При включении подкачивающих насосов давление в точке Т1 уменьшается, управляющий клапан прибора РД2 переходит в верхнее положение, золотник ИК1 опускается вниз, командное давление на гидропривод РК2 падает до нуля, клапан РК2 открывается и схема переходит на нормальный рабочий режим.

При работе схемы контролируются следующие параметры: давление в подающем p_1 и обратном p_2 трубопроводах со стороны источника теплоты; давление p_4 в подающем трубопроводе после дроссельной подстанции РК2; давление до и после подкачивающих насосов p_3 и p_5 .

Вентили В1, В2, В3 позволяют производить автономное управление регулирующими клапанами. При закрытом вентиле В1, изменяя степень открытия вентилей В2 (подающего) и В3 (сбросного), можно получить любое командное давление на гидропривод регулирующего клапана и, следовательно, любую степень открытия его. Кроме того, при закрытом вентиле В1 можно выполнять профилактический ремонт и проверку работы гидравлической автоматики, не нарушая режима работы тепловой сети.

В схеме применены следующие регулирующие приборы: РД1, РД2 – универсальные регулирующие приборы типа РД-3а однофазные нормально открытой сборки, ИК1

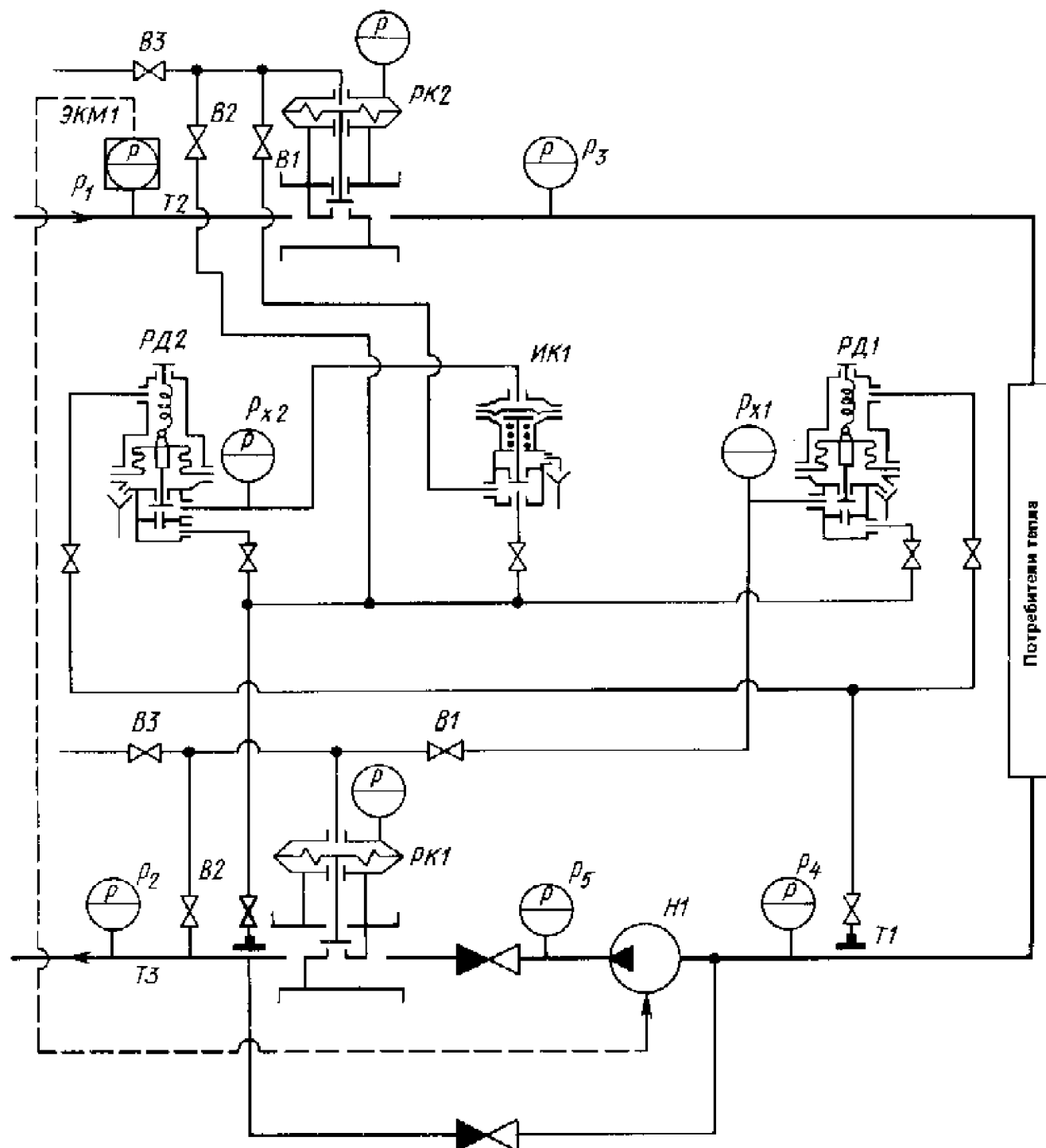


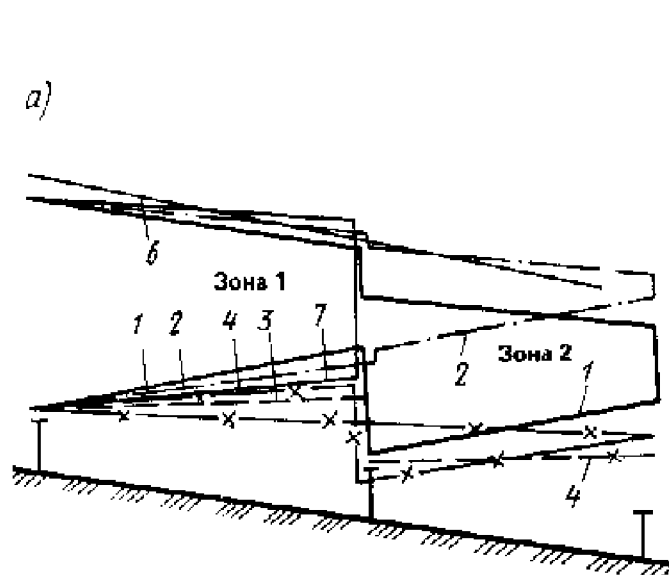
Рис. 6.8. Автоматизация гидравлического режима № 2

РД1, РД2 — регуляторы; РК1, РК2 — клапаны; ИК1 — усилитель; НН — насос; В1, В2, В3 — вентили; $P_1, P_2, P_3, P_4, P_5, P_{x1}, P_{x2}$; ЭКМ1, ЭКМ2 — манометры; Т1, Т2 — отбор импульсов

импульсный клапан типа ИК-1, условный диаметр D_u 25 мм. РК1, РК2 — регулирующие клапаны типа РК-1 нормально открытые.

Гидравлический режим № 3 (рис. 6.9). Пьезометрический график этого режима показан на рис. 6.9,а. Профиль местности от источ-

ника теплоты понижается. На подающем трубопроводе установлена дроссельная станция. Назначение станции — снизить давление в подающем трубопроводе, чтобы оно не превышало максимально допустимого. На обратном трубопроводе установлена подкачивающая насосная станция НН. Назначение насосной станции — снизить давление в обратном трубопроводе тепловой сети второй зоны. Статическое давление для первой и второй зон разное (линия 4). Подпитка второй зоны в режиме статики производится из тепловой сети первой зоны.



При останове подкачивающих насосов ПН и работе сетевых насосов давление в обратном трубопроводе тепловой сети второй зоны превысит максимально допустимое (линия 2). При останове сетевых насосов и работе подкачивающих в тепловой сети первой зоны давление в обратном трубопроводе будет выше, чем в подающем, что приведет к опрокидыванию циркуляции теплоносителя у потребителей (линия 3). В тепловой сети второй зоны снизится располагаемый напор. Возможно также вскипание теплоносителя по всей тепловой сети в связи с резким падением давления. При останове сетевых и подкачивающих насосов статическое давление в тепловой сети превысит максимально допустимое для потребителей второй зоны (линия 4).

Автоматизацией гидравлического режима (рис. 6.9, б) предусмотрены: 1) стабилизация давления в подающем трубопроводе — регулятор напора; 2) стабилизация давления в обратном трубопроводе до подкачивающих насосов — регулятор подпора; 3) рассечка тепловой сети на гидравлически изолированные зоны при останове подкачивающих насосов ПН; командой на срабатывание схемы рассечки служит падение располагаемого напора на ПН; 4) подпитка тепловой сети второй зоны в режиме статики; 5) отключение подкачивающих насосов ПН при останове сетевых. Команда на выключение ПН поступает при падении давления перед регулятором напора на подающем трубопроводе.

Схема автоматизации гидравлического режима № 3 показана на рис. 6.10. регулятор напора на подающем трубопроводе состоит

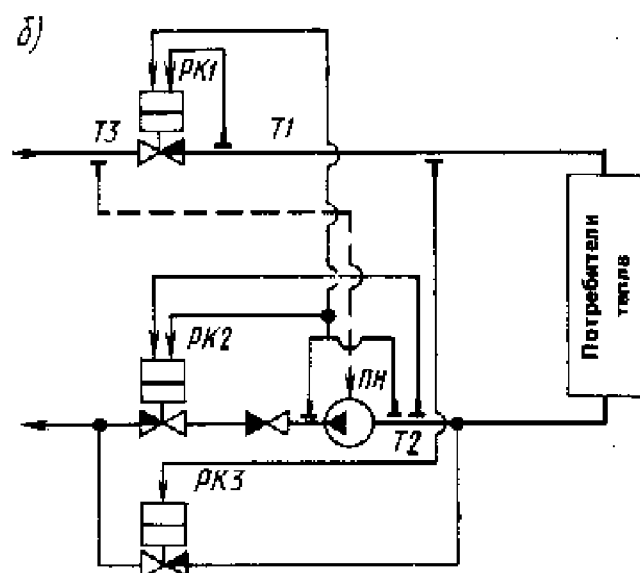
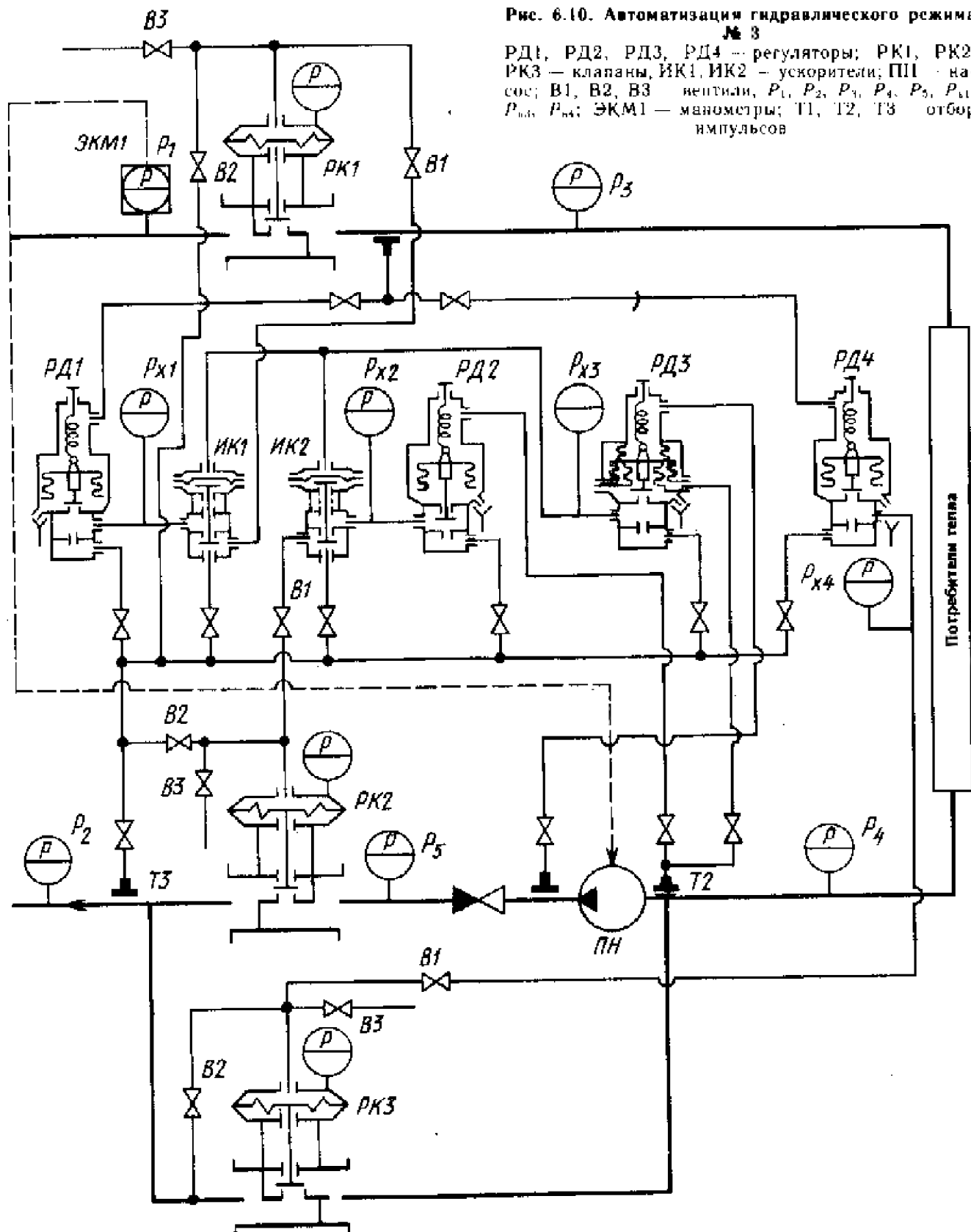


Рис. 6.9. Гидравлический режим № 3
а — пьезометрический график, б — технологическая схема; 1, 2, 3, 4, 6, 7 — пьезометры; РК1, РК2, РК3 — регуляторы; ПН — насос; Т1, Т2 — отбор импульсов

из реле давления РД1 и регулирующего клапана РК1. Регулятор подпора на обратном трубопроводе включает регулирующий прибор РД2 и регулирующий клапан РК2. Схема рассечки состоит из регулирующего прибора РД3, импульсных клапанов ИК1 и ИК2, и регулирующих клапанов РК1 и РК2. Регулятор подпитки содержит регулирующий прибор РД4 и регулирующий клапан РК3. Работой подкачивающих насосов управляет электроконтактный манометр ЭКМ1. При падении давления в подающем трубопроводе ЭКМ1 дает команду на выключение насосов ПН. Отбор рабочей воды для схемы гидравлической автоматики осуществляется из точки Т3.

В нормальном рабочем режиме включены подкачивающие насосы ПН, вентили В2 и В3 закрыты, остальные вентили открыты. Минимальные контакты ЭКМ1 замкнуты. Перепад давлений до и после подкачивающих насосов воздействует на чувствительный сильфон реле рассечки РД3. Под действием его управляющий клапан реле закрыт, выходное давление $P_{\text{д}}$ действующее на гидропривод импульсных клапанов ИК1 и ИК2, равно максимальному, клапаны находятся в нижнем положении (нижнее проходное сечение клапанов закрыто, верхнее открыто). Давление в точке Т1 значительно превышает давление настройки датчика подпитки РД4. Управляющий клапан реле закрыт, выходное давление $P_{\text{д}}$ равно максимальному,



под действием его клапана подпитки РК4 полностью закрыт.

Регуляторы давления находятся в режиме регулирования. При увеличении давления p_1 (точка Т1) увеличивается выходное давление $P_{\text{н}}$ регулирующего прибора РД1 и через от-

крытое верхнее проходное сечение импульсного клапана ИК1 воздействует на гидропривод регулирующего клапана РК1. Клапан прикрывается, сопротивление увеличивается и давление P_3 возвращается к заданному. При увеличении давления p_4 уменьшается выходное

давление p_2 регулирующего прибора РД2 и через открытое верхнее проходное сечение импульсного клапана ИК2 воздействует на гидропривод регулирующего клапана РК2. Клапан открывается, сопротивление уменьшается и давление p_4 возвращается к заданному.

При останове подкачивающих насосов, вызванным либо обесточиванием насосной станции, либо по команде ЭКМ1 разность давлений на насосах ($p_3 - p_4$) снижается до нуля, при этом управляющий клапан реле расщелки РД3 открывается, выходное давление регулирующего прибора $p_{\text{в}}$ тоже снижается до нуля, золотники импульсных клапанов ИК1 и ИК2 поднимаются и рабочая вода через их нижнее проходное сечение поступает на гидроприводы регулирующих клапанов РК1 и РК2. Клапаны быстро закрываются и отсекают тепловую сеть на гидравлически изолированные зоны.

При расщелке тепловой сети уменьшается давление p_3 . Когда величина его становится ниже заданного статического давления второй зоны, срабатывает датчик подпитки РД4, выходное давление которого $p_{\text{в}}$ уменьшается, клапан подпитки РК4 открывается и перепускает часть воды из первой зоны во вторую, поддерживая заданное давление статика (в статическом режиме $p_3 = p_4$). После включения подкачивающих насосов под действием разности давлений $p_3 - p_4$ закрывается датчик расщелки РД3, его выходное давление $p_{\text{в}}$ возрастает до максимального, золотники импульсных клапанов ИК1, ИК2 опускаются, клапаны РК1 и РК2 переходят в режим регулирования. Давление p_4 увеличивается, выходное давление $p_{\text{в}}$ датчика подпитки РД4 возрастает до максимального, клапан подпитки РК4 полностью закрывается. Работа схемы переходит в нормальный рабочий режим.

Для наблюдения за работой в схеме контролируются следующие параметры: 1) давление в подающем трубопроводе до регулятора напора p_1 ; 2) давление в обратном трубопроводе после насосной станции p_2 ; 3) давление в подающем трубопроводе после дроссельной станции p_3 ; 4) давление в обратном трубопроводе до подкачивающих насосов p_4 ; 5) давление в обратном трубопроводе после подкачивающих насосов p_5 .

Вентили В1, В2 и В3 позволяют выполнять автономное управление регулирующими клапанами. При закрытом вентиле В1, изменяя сте-

пень открытия вентилей В2 (подающего) и В3 (сливного), можно получить любое командное давление, поступающее на гидропривод регулирующего клапана, и, следовательно, любую степень открытия его. При закрытом вентиле В1 производя профилактический ремонт и проверяют работу гидравлической автоматики, не нарушая режима работы тепловой сети. В схеме применены следующие регулирующие приборы: РД1 и РД4 — универсальные регулирующие приборы типа РД3а односильфонные с управляющим клапаном нормально открытой сборки; РД2 — то же, нормально закрытой сборки; РД3 — то же, трехсильфонный нормально открытой сборки; ИК1 и ИК2 — импульсные клапаны типа ИК-1 условный диаметр $D_u = 25$ мм; РК1, РК2 и РК3 — регулирующие клапаны типа РК-1 нормально открытые.

Гидравлический режим № 4 (рис. 6.11). Пьезометрический график этого режима представлен на рис. 6.11, а. Профиль местности ровный. На подающем трубопроводе тепловой сети установлена подкачивающая насосная станция ПН. Назначение насосной станции — увеличить располагаемый напор в тепловой сети второй зоны (линия 1). При останове подкачивающих насосов уменьшается располагаемый напор в тепловой сети второй зоны (линия 2), но давление в обратном трубопроводе не превышает максимально допустимого.

При останове сетевых насосов на источнике теплоты и работе подкачивающих насосов ПН произойдет опрокидывание циркуляции у потребителей первой зоны. Во второй зоне резко снизится располагаемый напор в тепловой сети. При останове сетевых и подкачивающих насосов статическое давление будет одинаковым для обеих зон.

Автоматизацией гидравлического режима (рис. 6.11, б) предусмотрены: 1) стабилизация давления в подающем трубопроводе; 2) выключение подкачивающих насосов при останове сетевых насосов. Сигналом на выключение подкачивающих насосов служит падение давления перед ними. Схема автоматизации гидравлического режима № 4 показана на рис. 6.12.

Регулятор давления состоит из регулирующего прибора РД1 и регулирующего клапана РК1. Для выключения подкачивающих насосов служит электроконтактный манометр ЭКМ1. Отбор рабочей воды для работы схемы гид-

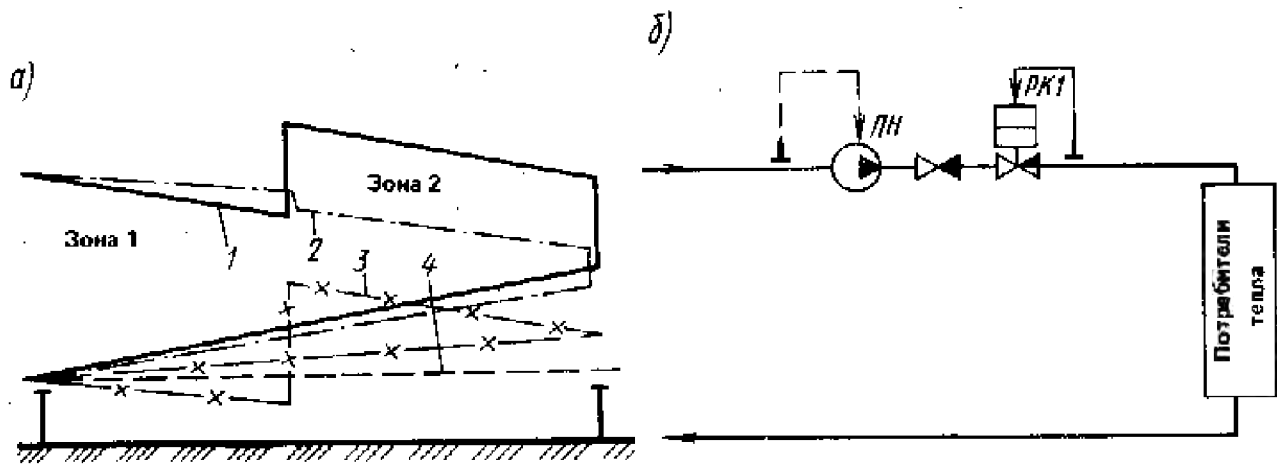


Рис. 6.11. Гидравлический режим № 4

а — пьезометрический график, б — технологическая схема; 1, 2, 3, 4 — пьезометры; ПН — насос; РК1 — регулятор

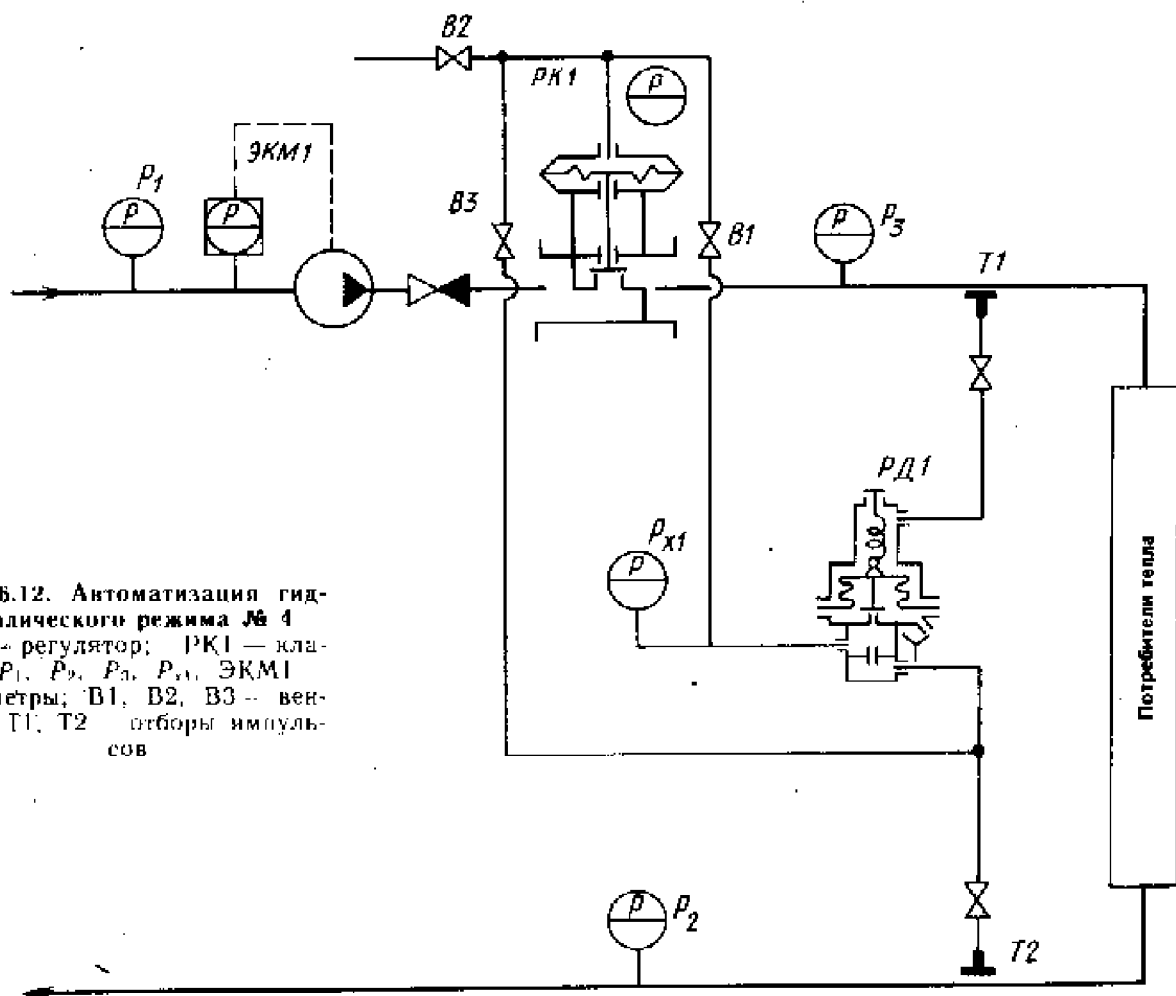


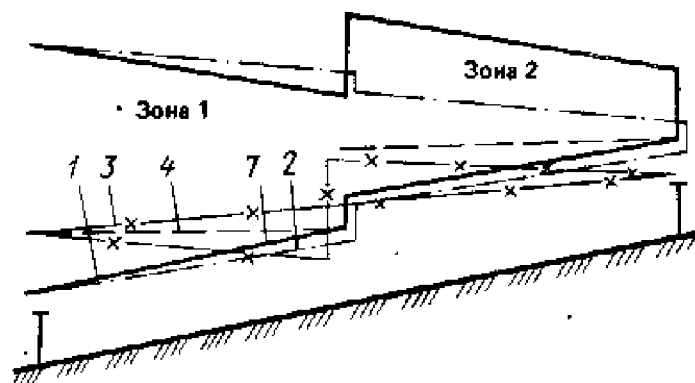
Рис. 6.12. Автоматизация гидравлического режима № 4
РД1 — регулятор; РК1 — клапан; P_1 , P_2 , P_3 , P , $P_{х1}$ — манометры; В1, В2, В3 — вентили; Т1, Т2 — отборы импульсов

гидравлической автоматики осуществляется из точки Т2. В нормальном рабочем режиме включены подкачивающие насосы ПН, вентили В2 и В3 закрыты, остальные вентили открыты. Минимальные контакты ЭКМ1 замкнуты. Регулируемое давление в точке Т1 воздействует на чувствительный сильфон регулирующего прибора РД1. При увеличении его возрастает

выходное давление прибора $p_{х1}$, воздействующее на гидропривод регулирующего клапана РК1, клапан прикрывается, его сопротивление увеличивается, давление p_3 возвращается к заданному. При уменьшении давления p_3 процесс регулирования происходит в обратной последовательности.

При останове сетевых насосов падает дав-

а)



ление p_1 перед подкачивающими насосами, минимальные контакты ЭКМ1 размыкаются и подают команду в схему управления электродвигателя на останов подкачивающих насосов. Для наблюдения за работой в схеме контролируют следующие параметры: 1) давление в подающем трубопроводе со стороны источника теплоты p_1 ; 2) давление в обратном трубопроводе p_2 ; 3) давление в подающем трубопроводе со стороны потребителей p_3 .

Вентили $B1$, $B2$ и $B3$ позволяют производить автономное управление регулирующим клапаном. При закрытом вентиле $B1$, изменяя степень открытия вентилей $B2$ (подающего) и $B3$ (сливного), можно получить любое командное давление на гидропривод регулирующего клапана, и, следовательно, любую степень открытия ств. При закрытом вентиле $B1$ проводят профилактический ремонт и проверяют работу гидравлической автоматики, не нарушая режима работы схемы. В схеме применены следующие регулирующие приборы: РД1 — универсальный регулирующий прибор РД-3а одногильфонный с управляющим клапаном нормально открытой сборки; РК1 — регулирующий клапан РК-1 нормально открытой сборки.

Гидравлический режим № 5 (рис. 6.13). Пьезометрический график этого режима показан на рис. 6.13, а. Профиль местности повышается от источника теплоты. На подающем трубопроводе тепловой сети установлена подкачивающая насосная станция ПН. Назначение станции — увеличить давление в подающем трубопроводе, чтобы подать теплоноситель

б)

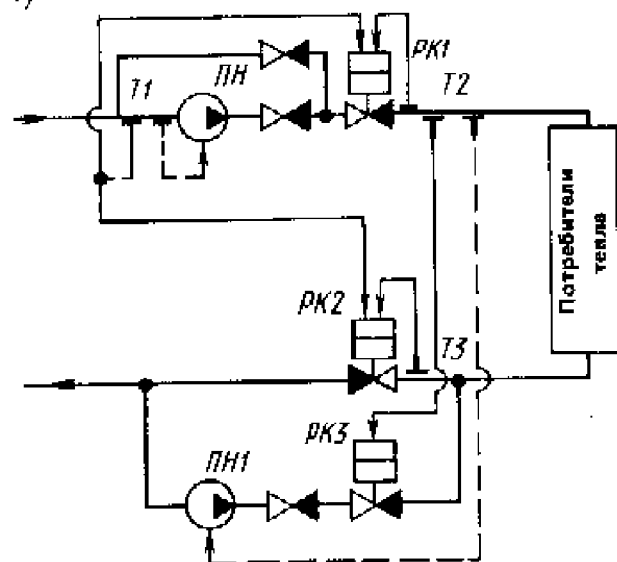


Рис. 6.13. Гидравлический режим № 3
а — пьезометрический график; б — технологическая схема; 1, 2, 3, 4, 7 — пьезометры; РК1, РК2, РК3 — регуляторы; ПН, ПН1 — насосы; Т1, Т2, Т3 — отборы импульсов

теплоноситель потребителям второй зоны. На обратном трубопроводе установлена дроссельная станция РК2. Назначение станции — защитить от опорожнения системы отопления потребителей второй зоны. Статическое давление для первой и второй зон различное (линия 4). Подпитка тепловой сети второй зоны в режиме статики осуществляется специальными подпиточными насосами. ПН1 из тепловой сети первой зоны. При останове подкачивающих насосов ПН снижается располагаемый напор у потребителей первой зоны, давление в тепловой сети второй зоны уменьшается, но в пределах допустимого. При останове сетевых насосов и работе подкачивающих насосов произойдет опрокидывание циркуляции теплоносителя у потребителей первой зоны, давление в тепловой сети второй зоны упадет ниже допустимого. Кроме того, возможно вскипание теплоносителя во всей тепловой сети. Статическое давление в первой и второй зонах различное. При останове сетевых и подкачивающих насосов статическое давление на источнике теплоты и на станции дросселирования выше рабочего

Автоматизацией гидравлического режима (рис. 6.13, б) предусмотрены: 1) стабилизация давления после подкачивающих насосов; 2) стабилизация давления до станции дросселирования; 3) выключение подкачивающих насосов при останове сетевых; 4) рассечка тепловых

сети на гидравлически изолированные зоны при останове сетевых насосов; сигналом на выключение подкачивающих насосов и срабатывание схемы рассечки служит падение давления в точке Т1; 5) включение подпиточных насосов второй зоны при статическом режиме тепловой сети; сигналом на включение подпиточных насосов служит падение давления в подающем трубопроводе (точка Т2); 6) регулирование статического давления во второй зоне; 7) перенастройка регулятора подпитки на источнике теплоты на новую величину давления.

Схема автоматизация режима № 5 показана на рис. 6.14. Регулятор давления в подающем трубопроводе состоит из регулирующего прибора РД1 и регулирующего клапана РК1. Регулятор подпора состоит из регулирующего прибора РД2 и регулирующего клапана РК2. Схема рассечки состоит из регулирующего прибора РД3, импульсного клапанов ИК1 и ИК2 и регулирующих клапанов РК1 и РК2. Регулятор подпитки состоит из регулирующего прибора РД4 и регулирующего клапана РК3. Отбор рабочей воды для работы схемы гидравлической автоматики осуществляется из точки Т3.

Подкачивающие насосы включаются по команде электроконтактного манометра ЭКМ1. Подпиточные насосы включаются по команде электроконтактного манометра ЭКМ2.

В нормальном рабочем режиме включены подкачивающие насосы ПН, подпиточные насосы ПН1 выключены, вентили В2 и В3 закрыты, остальные вентили открыты. Минимальные контакты ЭКМ1 и ЭКМ2 разомкнуты. Давление p_1 в точке Т1 выше давления настройки прибора рассечки РД3, под действием которого РД3 закрыт, его выходное давление $p_{д3}$, воздействующее на гидроприводы импульсных клапанов ИК1 и ИК2, равно максимальному, золотники импульсных клапанов находятся в нижнем положении, их нижнее проходное сечение закрыто, верхнее проходное сечение открыто. Давление p_2 в точке Т2 выше давления настройки регулирующего прибора подпитки РД4. Под действием этого давления прибор РД4 закрыт, его выходное давление $p_{д4}$, воздействующее на гидропривод регулирующего клапана РК3, равно максимальному, клапан подпитки полностью закрыт. При увеличении в небольших пределах давления p_2 увеличива-

ется выходное давление $p_{д1}$ регулирующего прибора РД1, которое через открытое верхнее проходное сечение клапана ИК1 воздействует на гидропривод регулирующего клапана РК1. Клапан РК1 прикрывается, его сопротивление увеличивается, регулируемое давление p_2 возвращается к заданному. При уменьшении давления p_2 процесс происходит в обратной последовательности. При увеличении в небольших пределах давления p_1 уменьшается выходное давление прибора РД2, которое через открытое верхнее проходное сечение клапана ИК2 воздействует на гидропривод регулирующего клапана РК2. Клапан РК2 открывается, его сопротивление уменьшается, давление p_2 возвращается к заданному. При уменьшении давления процесс происходит в обратной последовательности.

При останове сетевых насосов на источнике теплоты давление p_1 в точке Т1 падает ниже предела настройки регулирующего прибора рассечки РД3. Регулирующий прибор открывается, его выходное давление $p_{д3}$ падает до нуля, золотники импульсных клапанов ИК1 и ИК2 поднимаются и рабочая вода через их нижнее проходное сечение поступает на гидропривод регулирующих клапанов РК1 и РК2. Клапаны быстро закрываются и рассекают тепловую сеть на гидравлически изолированные зоны. Одновременно замыкаются минимальные контакты ЭКМ1 и подают команду в схему управления электродвигателями подкачивающих насосов на их включение.

При рассечке тепловой сети уменьшается давление p_1 . Когда величина его упадет ниже заданного статического давления второй зоны, замкнутся минимальные контакты ЭКМ2 и подают команду в схему управления электродвигателями подпиточных насосов на их включение. Одновременно сработает регулирующий прибор подпитки РД4. Его выходное давление $p_{д4}$ уменьшится, клапан РК3 откроется и пропустит часть воды из первой зоны во вторую, поддерживая заданное статическое давление.

При включении сетевых насосов увеличивается давление в точке Т1, прибор рассечки РД3 закрывается, его выходное давление $p_{д3}$ стремится к максимальному, золотники импульсных клапанов ИК1 и ИК2 опускаются, клапаны РК1 и РК2 переходят в режим регулирования. Прибор ЭКМ1 даст команду на включение подкачивающих насосов, а ЭКМ2

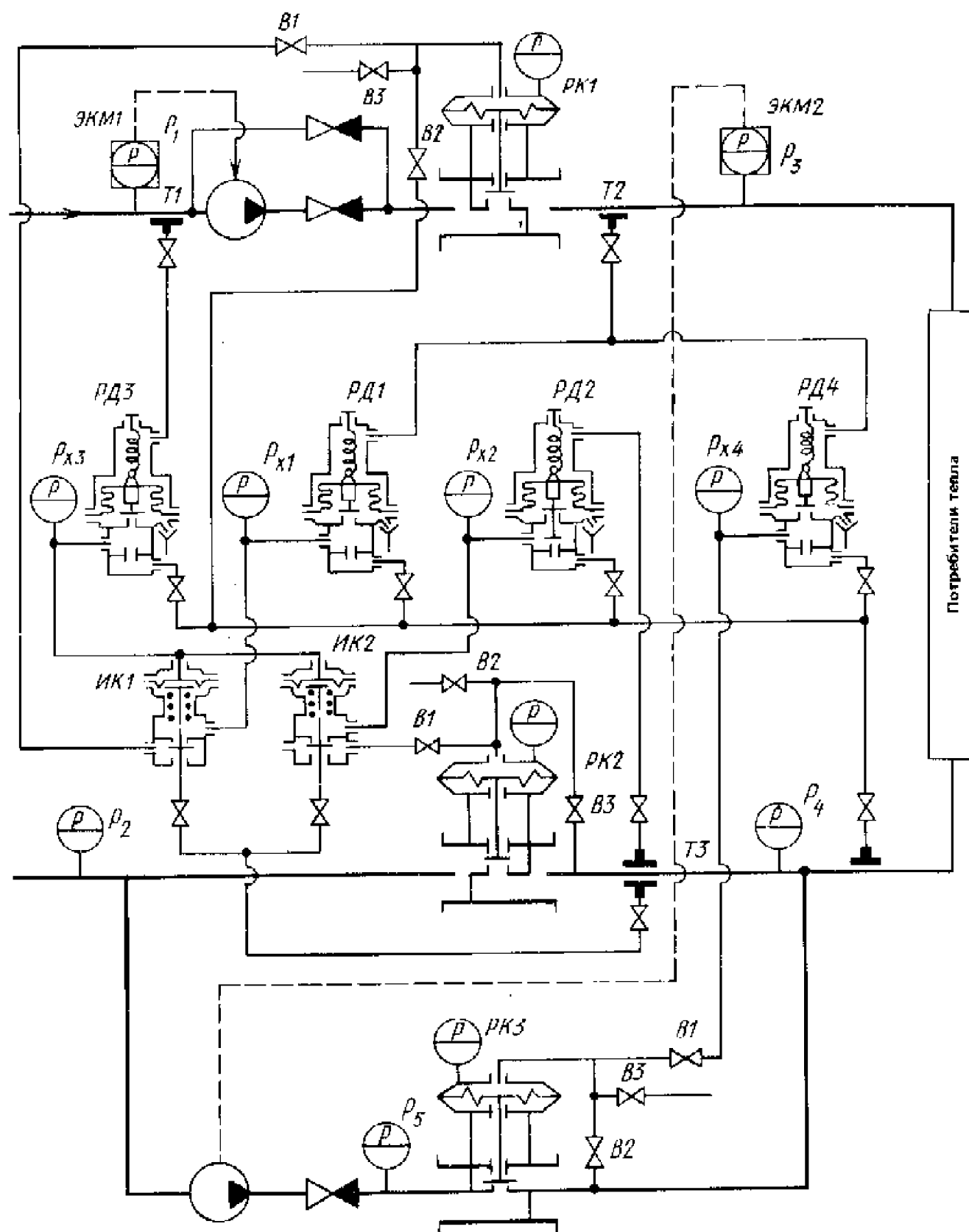


Рис. 6.14. Автоматизация гидравлического режима № 5

РД1, РД2, РД3, РД4 — регуляторы; РК1, РК2, РК3 — клапаны; ИК1, ИК2 — ускорители; P_1, P_2, P_3, P_4, P_5 — манометры; В1, В2, В3 — вентили; Т1, Т2, Т3 — отборы импульсов

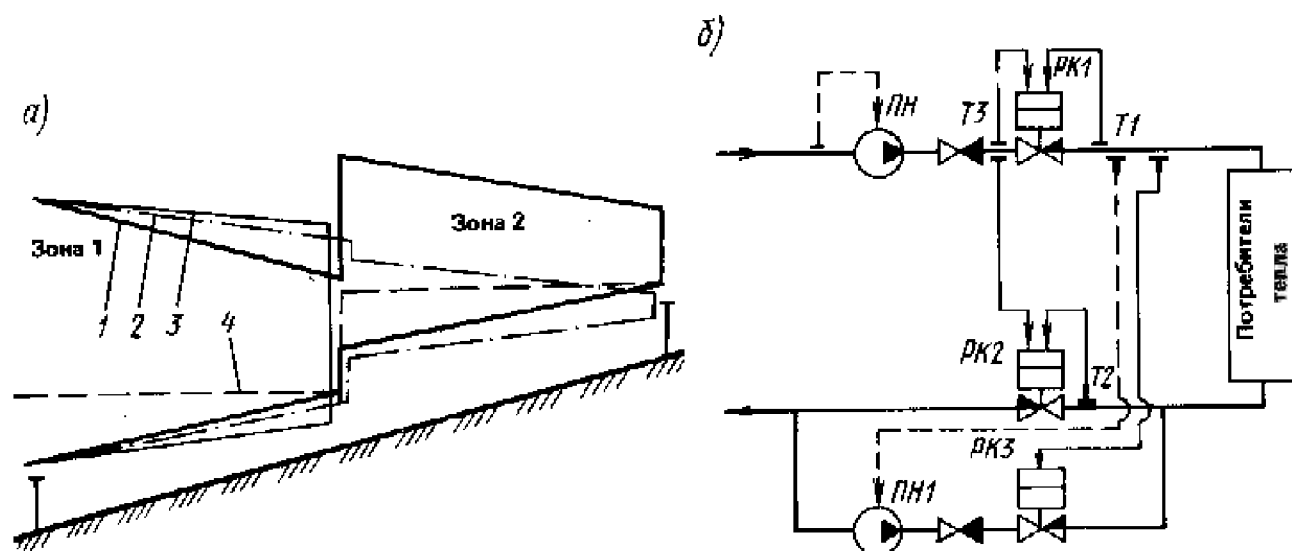


Рис. 6.15. Гидравлический режим № 6
 а — пьезометрический график; б — схема автоматизации; 1, 2, 3, 4 — пьезометры; РК1, РК2, РК3 — регуляторы; ПН, ПН1 — насосы; Т1, Т2, Т3 — отборы импульсов

на выключение подпиточных насосов. Давление p_3 увеличивается до максимального, клапан подпитки РК3 закрывается. Схема переходит в нормальный рабочий режим.

Для наблюдения за работой в схеме контролируют следующие параметры: 1) давление в подающем трубопроводе до регулятора давления p_1 ; 2) давление в обратном трубопроводе после регулятора подпора p_2 ; 3) давление в подающем трубопроводе после подкачивающих насосов p_3 ; 4) давление в обратном трубопроводе до регулятора подпора p_4 .

Вентили В1, В2 и В3 позволяют производить автономное управление регулируемыми клапанами. При закрытом вентиле В1, изменяя степень открытия вентилей В2 (подающего) и В3 (сливного), можно получить любое командное давление, поступающее на гидропривод регулирующего клапана, и, следовательно, любую степень открытия его. При закрытом вентиле В1 производят профилактический ремонт и проверку работ гидравлической автоматики, не нарушая режима работы тепловой сети. В схеме применены следующие регулирующие приборы: РД1, РД3, РД4 — универсальные регулирующие приборы РД-3а односальфонные нормально открытой сборки; РД2 — то же, нормально закрытой сборки; ИК1, ИК2 — импульсные клапаны типа ИК-1, условный диаметр D_n 25 мм; РК1, РК2, РК3 — регулирующие клапаны типа РК-1 нормально открытые.

Гидравлический режим № 6 (рис. 6.15) Пьезометрический график этого режима показан на рис. 6.15, а. Профиль местности от источника тепла повышается. На подающем трубопроводе тепловой сети установлена подкачивающая насосная станция ПН. Назначение станции — увеличить давление в подающем трубопроводе, чтобы подать теплоноситель потребителям второй зоны (линия 1). На обратном трубопроводе установлена дроссельная станция РК2. Назначение станции — защитить от опорожнения системы отопления потребителей второй зоны. Статическое давление для потребителей первой и второй зон различное (линия 4). Для подпитки второй зоны в режиме статики установлены специальные подпиточные насосы ПН1.

При останове подкачивающих насосов недопустимо снижаться давление во второй зоне, что приводит к опорожнению систем отопления потребителей второй зоны (линия 2). При останове сетевых и подкачивающих насосов статическое давление на источнике теплоты и на станции дросселирования должно быть выше рабочего (линия 4). При останове подкачивающих насосов и рассечке тепловой сети на гидравлически изолированные зоны возможна циркуляция теплоносителя в первой зоне за счет работы сетевых насосов (линия 7).

Автоматизацией гидравлического режима (рис. 6.15, б) предусмотрены: 1) стабилизация давления после подкачивающих насосов; 2) стабилизация давления до станции дросселирования; 3) рассечка тепловой сети на гидравлически изолированные зоны при останове подкачивающих насосов ПН1; 4) выключение

подкачивающих насосов ПН; сигналом на выключение насосов ПН служит падение давления перед ними (точка Т4); 5) выключение подпиточных насосов ПП второй зоны при статическом режиме тепловой сети; сигналом на включение подпиточных насосов служит падение давления в подающем трубопроводе (точка Т1); 6) регулирование статического давления на второй зоне; 7) увеличение давления в обратном трубопроводе тепловой сети на источнике теплоты при статическом режиме.

Схема автоматизации гидравлического режима № 6 показана на рис. 6.16. Регулятор напора состоит из регулирующего прибора РД1 и регулирующего клапана РК1. Регулятор подпора включает в себя регулирующий прибор РД2 и регулирующий клапан РК2. Схема рассечки состоит из регулирующего прибора РД3, импульсных клапанов ИК1 и ИК2 и регулирующих клапанов РК1 и РК2. Регулятор подпитки включает регулирующий прибор РД4 и регулирующий клапан РК3. При падении давления p_1 ниже заданного минимальные контакты ЭКМ1 замыкаются и подают команду на отключение подкачивающих насосов. При падении давления p_3 ниже заданного замыкаются минимальные контакты ЭКМ2 и подают команду на включение подпиточных насосов.

Отбор рабочей воды для работы схемы гидравлической автоматики осуществляется из точки Т4. В нормальном режиме включены подкачивающие насосы ПН, подпиточные насосы ПП1 выключены, клапан РК3 полностью закрыт, клапаны РК1 и РК2 работают в режиме регулирования. Вентили автономного управления регулирующими клапанами В1 и В2 закрыты, остальные вентили открыты.

Высокое давление в точке Т3 воздействует на регулирующий прибор рассечки РД3, выходное давление реле $P_{\text{х3}}$ равно максимальному, под действием $p_{\text{х3}}$ нижнее проходное сечение импульсных клапанов ИК2 и ИК1 полностью перекрыто, верхнее проходное сечение полностью открыто. Регулируемое давление p_3 в точке Т1 воздействует на прибор РД1 регулятора напора. При увеличении давления увеличивается выходное давление реле и через открытый импульсный клапан ИК1 воздействует на гидропривод регулирующего клапана РК1. Клапан прикрывается, его сопротивление увеличивается, регулируемое давление p_3 уменьшается до заданного.

Регулируемое давление в точке Т2 поступает на регулирующий прибор подпора РД2. При увеличении его выходное давление реле $p_{\text{х2}}$ уменьшается и через открытый импульсный клапан ИК2 воздействует на гидропривод регулирующего клапана РК2. Клапан открывается, его сопротивление уменьшается и регулируемое давление p_4 возвращается к заданному. Реле давления РД4 в рабочем режиме полностью закрыто, его выходное давление $p_{\text{х4}}$ равно максимальному, клапан РК3 полностью закрыт. При аварийном останове подкачивающих насосов ПН, вызванном обесточиванием насосной станции или по команде ЭКМ1, резко падает давление в точке Т3. Выходное давление $p_{\text{х3}}$ прибора падает до нуля, золотники импульсных клапанов ИК1 и ИК2 поднимаются, их нижнее проходное сечение открывается и рабочая вода поступает на гидроприводы регулирующих клапанов РК1 и РК2. Поскольку импульсные клапаны ИК1 и ИК2 имеют большое проходное сечение, регулирующие клапаны быстро закрываются и отсекают тепловую сеть на гидравлически изолированные зоны. При рассечке тепловой сети давление p_3 в точке Т1 уменьшается, при падении его ниже заданного предела включаются подпиточные насосы ПП1 и срабатывает регулирующий прибор подпитки РД4, выходное давление $p_{\text{х4}}$ которого уменьшается, регулирующий клапан РК3 открывается и пропускает часть воды из первой зоны во вторую, поддерживая заданное статическое давление.

При включении подкачивающих насосов увеличивается давление в точке Т3, клапан прибора рассечки РД3 закрывается, выходное давление $p_{\text{х3}}$ возрастает до максимального, золотники импульсных клапанов ИК1 и ИК2 опускаются, клапаны РК1 и РК2 переходят в режим регулирования. Одновременно с увеличением давления в точке Т1 прибор ЭКМ1 дает команду на выключение подпиточных насосов ПП1, выходное давление регулирующего прибора подпитки РД4 поднимается до максимального, клапан подпитки РК3 полностью закрывается. Схема переходит в нормальный рабочий режим.

Для наблюдения за работой в схеме контролируют следующие параметры: 1) давление в подающем p_1 и обратном p_2 трубопроводах со стороны источника теплоты; 2) давление в подающем трубопроводе после регулятора давления p_3 ; 3) давление в обратном трубо-

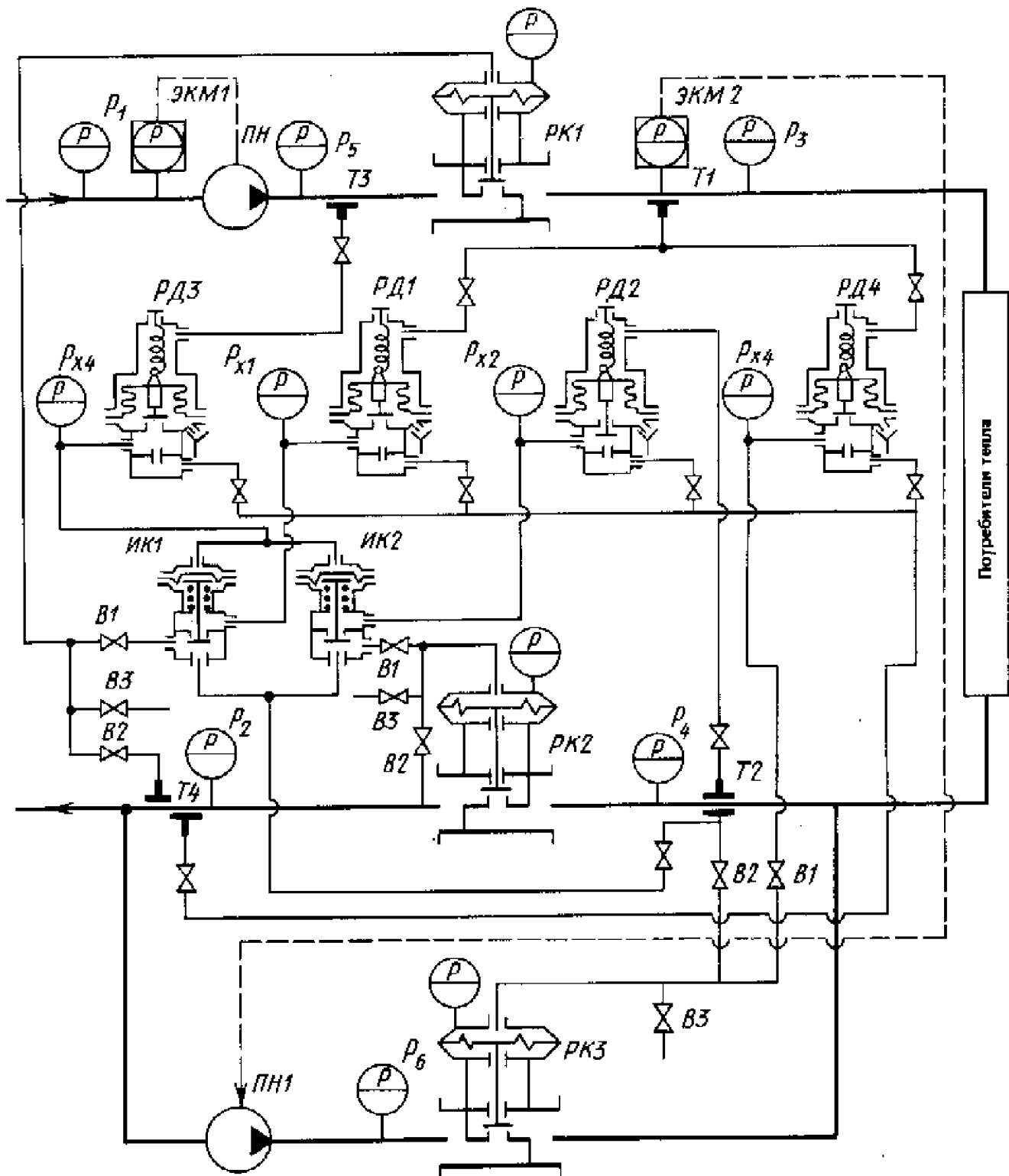


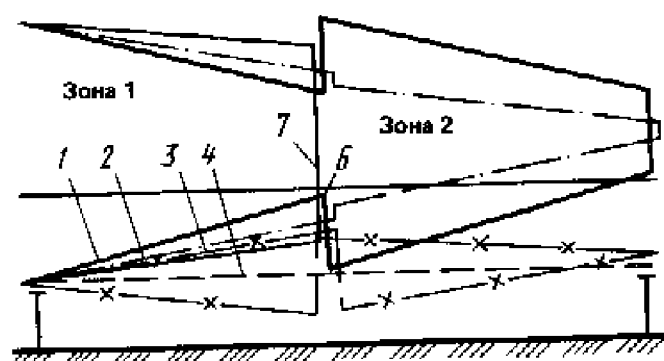
Рис. 6.16. Автоматизация гидравлического режима № 6

РД1, РД2, РД3, РД4 — регуляторы; РК1, РК2, РК3 — клапаны; ИК1, ИК2 — ускорители; $P_1, P_2, P_3, P_4, P_5, P_6, P_{x1}, P_{x2}, P_{x3}, P_{x4}$; ЭКМ1, ЭКМ2 — манометры; В1, В2, В3 — вентили; ПН, ПН1 — насосы; Т1, Т2, Т3, Т4 — отборы импульсов

проводе до дроссельной подстанции p_4 ; 4) давление в подающем трубопроводе после подключающих насосов p_5 ; 5) давление после подпиточных насосов p_6 .

Вентили В1, В2 и В3 позволяют выполнять автономное управление регулирующими клапанами. При закрытом вентиле В1, изменяя степень открытия вентилей В2 (подающего) и В3 (сливного), можно получить любое командное давление, поступающее на гидродвигатель регулирующего клапана, и, следовательно, любую степень открытия его. При закрытом вентиле В1 производят профилактический ремонт и

а)



проверку работы гидравлической автоматики, не нарушая режима работы тепловой сети.

В схеме применены следующие регулирующие приборы: РД1, РД3, РД4 — универсальные регулирующие приборы давления типа РД-3а односильфонные нормально открытой сборки; РД2 — то же, нормально закрытой сборки; ИК1, ИК2 — импульсные клапаны типа ИК 1, условный диаметр $D_{\text{у}}=25$ мм; РК1, РК2, РК3 — регулирующие клапаны типа РК 1 нормальной открытой сборки.

Гидравлический режим № 7 (рис. 6.17). Пьезометрический график этого режима показан на рис. 6.17, а. Профиль местности ровный. На подающем и обратном трубопроводах тепловой сети установлены подкачивающие насосные станции ПН1 и ПН2. Назначение насосных станций — увеличить пропускную способность тепловой сети и повысить располагаемый напор у потребителей второй зоны. Статическое давление для первой и второй зон одинаковое (линия 4). При расщепке тепловой сети на гидравлически изолированные зоны возможно сохранение циркуляции теплоносителя в первой зоне (линия 7). Подпитка второй зоны в режиме статики происходит из первой зоны. При останове подкачивающих насосов ПН1 на подающем трубопроводе уменьшится располагаемый напор у потребителей второй зоны. При останове подкачивающих насосов ПН2 на обратном трубопроводе давление у потребителей второй зоны будет превышать допустимый предел. Аналогичный режим возникает при останове подкачивающих насосов на подающем и обратном трубопроводах (линия 6). При останове сетевых насосов и работе подкачивающих произойдет опрокидывание

б)

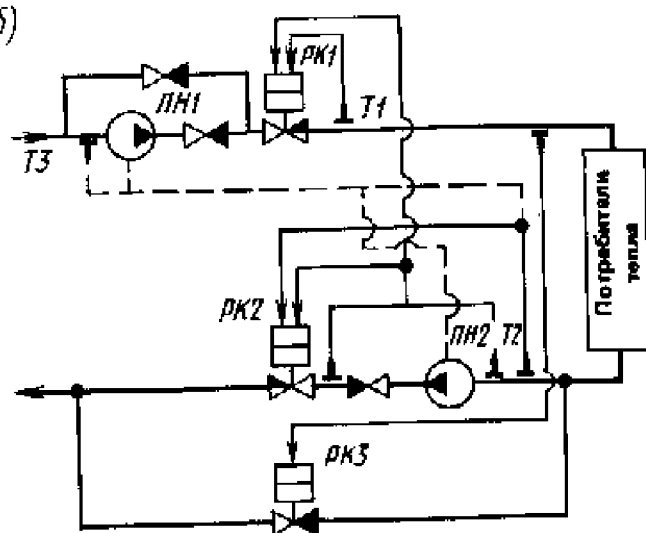


Рис. 6.17. Гидравлический режим № 7
а — пьезометрический график; б — технологическая схема; 1, 2, 3, 4, 6, 7 — пьезометры; РК1, РК2, РК3 — регуляторы; ПН1, ПН2 — насосы; Т1, Т2, Т3 — отборы импульсов

циркуляции у потребителей первой зоны и снижение давления ниже допустимого у потребителей второй зоны (линия 3). Возможно также вскипание теплоносителя во всей тепловой сети. При отключении сетевых и подкачивающих насосов статическое давление во всей тепловой сети одинаковое (линия 4).

Автоматизацией гидравлического режима (рис. 6.17, б) предусмотрены: 1) стабилизация давления в подающем трубопроводе тепловой сети после подкачивающих насосов ПН1; 2) стабилизация давления в обратном трубопроводе тепловой сети до подкачивающих насосов ПН2; 3) расщепка тепловой сети на гидравлически изолированные зоны при останове подкачивающих насосов ПН2; сигналом для срабатывания схемы расщепки служит падение давления напора на насосах ПН2; 4) подпитка второй зоны при расщепке тепловой сети; 5) останов подкачивающих насосов ПН1 и ПН2 при останове сетевых насосов на источнике тепла; сигналом для останова служит падение давления в подающем трубопроводе (точка Т3); 6) останов подкачивающих насосов ПН1 при останове насосов ПН2; сигналом для останова служит повышение давления в обратном трубопроводе (точка Т2).

Схема автоматизации гидравлического режима № 7 показана на рис. 6.18. Регулятор давления состоит из регулирующего прибора

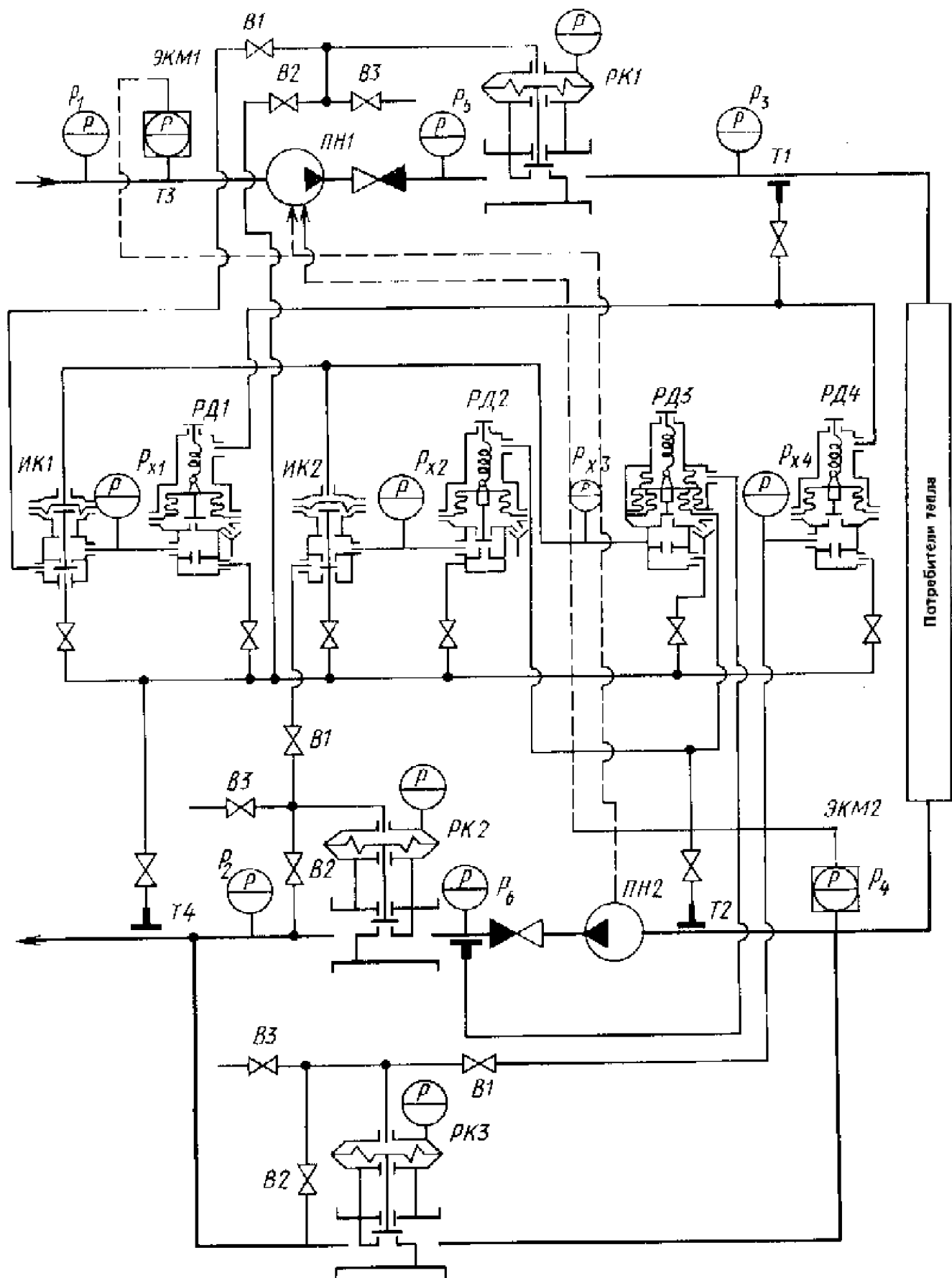


Рис. 6.18. Автоматизация гидравлического режима № 7

РД1, РД2, РД3, РД4 — регуляторы; РК1, РК2, РК3 — клапаны; ИК1, ИК2 — ускорители; $P_1, P_2, P_3, P_4, P_5, P_6, P_{x1}, P_{x2}, P_{x3}, P_{x4}$ — манометры; В1, В2, В3 — вентили; ПН1, ПН2 — насосы; Т1, Т2, Т3, Т4 — отборы импульсов

давления РД1 и регулирующего клапана РК1, а регулятор подпора — из регулирующего прибора давления РД2 и регулирующего клапана РК2. Схема рассечки включает в себя регулирующий прибор рассечки РД3, импульсные клапаны ИК1 и ИК2 и регулирующие клапаны РК1 и РК2. Регулятор подпитки состоит из регулирующего прибора давления РД4 и регулирующего клапана РК3. Подкачивающие насосы ПН1 и ПН2 выключаются минимальными контактами электроконтактного манометра ЭКМ1. При падении давления p ниже заданного контакты ЭКМ1 замыкаются и подают команду в схему управления электродвигателями насосов ПН1 и ПН2 на их выключение. Выключение подкачивающих насосов ПН1 при останове насосов ПН2 выполняют максимальные контакты электроконтактного манометра ЭКМ2.

При росте давления p_1 выше заданного замыкаются контакты ЭКМ2 и подается команда в схему управления электродвигателями насосов ПН1 на их выключение. Отбор рабочей воды для работы схемы гидравлической автоматики производится из точки Т4. В нормальном рабочем режиме тепловой сети подкачивающие насосы ПН1 и ПН2 включены, клапаны РК1 и РК2 находятся в режиме регулирования, клапан РК3 полностью закрыт, контакты ЭКМ1 и ЭКМ2 разомкнуты, вентили В1 и В2 закрыты, остальные вентили полностью закрыты. Перепад давлений до и после подкачивающих насосов ПН2 воздействует на чувствительный сильфон реле рассечки РД3, управляющий клапан реле закрыт, выходное давление $p_{д3}$, поступающее на гидроприводы импульсных клапанов ИК1 и ИК2, равно максимальному, клапаны находятся в нижнем положении (нижнее проходное сечение клапанов закрыто, верхнее — открыто).

Давление в точке Т1 значительно превышает давление настройки реле подпитки РД4. Управляющий клапан реле закрыт, выходное давление $p_{д4}$ равно максимальному, под его действием клапан подпитки РК3 полностью закрыт. Регуляторы давления находятся в режиме регулирования. При увеличении давления p_3 (точка Т1) увеличивается выходное давление $p_{д1}$ реле РД1 и через открытое верхнее проходное сечение импульсного клапана ИК1 поступает на гидропривод регулирующего клапана РК1.

Клапан прикрывается, его сопротивление увеличивается, регулируемое давление p_2 возвращается к заданному. При понижении давления процесс регулирования происходит в обратной последовательности. При увеличении давления p_2 уменьшается выходное давление реле РД2 и через открытое верхнее проходное сечение импульсного клапана ИК2 воздействует на гидропривод регулирующего клапана РК2. Клапан открывается, его сопротивление уменьшается, регулируемое давление p_2 возвращается к заданному.

При останове подкачивающих насосов ПН2, вызванном обесточиванием насосной станции или по команде прибора ЭКМ1, перепад давлений на насосах ($p_6 - p_4$) падает до нуля, при этом управляющий клапан реле рассечки РД3 открывается, выходное давление $p_{д3}$ падает до нуля, золотники импульсных клапанов ИК1 и ИК2 поднимаются и рабочая вода через их нижнее проходное сечение поступает на гидропривод регулирующих клапанов РК1 и РК2. Клапаны закрываются и отсекают тепловую сеть на гидравлически изолированные зоны.

При рассечке тепловой сети уменьшается давление p_3 , при снижении которого ниже давления настройки прибора РД4 выходное давление реле $p_{д4}$ падает до нуля, регулирующий клапан РК3 открывается и часть воды из первой зоны проходит во вторую, поддерживая заданное статическое давление.

При включении подкачивающих насосов ПН2 под действием разности давлений ($p_6 - p_4$) закрывается прибор рассечки РД3, его выходное давление $p_{д3}$ возрастает до максимального, золотники импульсных клапанов ИК1 и ИК2 опускаются, клапаны РК1 и РК2 переходят в режим регулирования. Давление p_1 поднимается, выходное давление реле подпитки РД4 увеличивается до максимального, клапан РК3 полностью закрывается. Одновременно прибор ЭКМ2 включает подкачивающие насосы ПН1. Схема начинает работать при нормальном рабочем режиме.

Для наблюдения за работой в схеме контролируют следующие параметры: 1) давление и подающем p_1 и обратном p_2 трубопроводах со стороны источника теплоты; 2) давление в подающем трубопроводе после регулятора напора p_3 ; 3) давление в обратном трубопроводе до регулятора подпора p_4 ; 4) давление на стороне нагнетания подкачивающих насо-

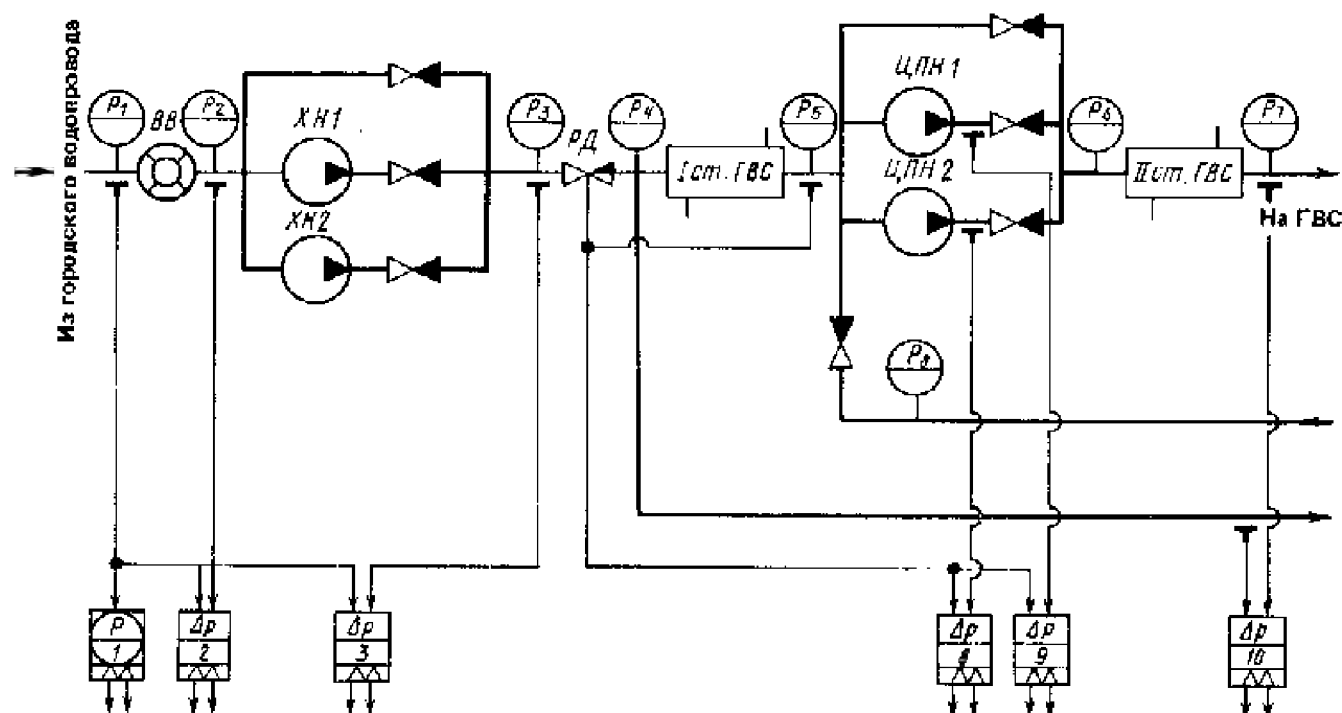


Рис. 6.19. Автоматизация двух хозяйственных насосов
 ХН1, ХН2, ЦПН1, ЦПН2 — насосы, ВВ — водомер, РД — регулятор

сов ПН1 — p_5 и подкачивающих насосов ПН2 — p_6 .

Вентили В1, В2 и В3 позволяют производить автономное управление регулирующими клапанами. При закрытом вентиле В1, изменяя степень открытия вентилей В2 (подающего) и В3 (сливного), можно получить любое командное давление, поступающее на гидропривод регулирующего клапана, и, следовательно, любую степень открытия его. Кроме того, при закрытом вентиле В1 проводят профилактический ремонт и проверяют работу гидравлической автоматики, не нарушая режима работы тепловой сети.

В схеме применены следующие регулирующие приборы: РД1, РД4 — универсальные приборы давления типа РД-3а одношляфонные нормально открытой сборки; РД2 — то же, нормально закрытой сборки; РД3 — то же, трехшляфонный нормально открытой сборки; ИК1, ИК2 — импульсные клапаны типа ИК1, условный диаметр $D_y=25$ мм, РК1, РК2, РК3 — регулирующие клапаны типа РК-1 нормально открытой сборки.

6.4. АВТОМАТИЗАЦИЯ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ В ЦТП

В центральных тепловых пунктах установлены следующие группы насосов: хозяйственные (основной, дополнительный и резервный); циркуляционные, в системах горячего водоснабжения (ГВС) (основной и резервный); циркуляционные — в системах отопления (основной и резервный); смесительные (основной и резервный); пожарные (основной и резервный); дренажный.

Назначение насосов:

хозяйственных — обеспечить расчетное давление холодной и горячей воды, поступающей к потребителям, независимо от изменений давления в городском водопроводе;

циркуляционных ГВС — обеспечить постоянную циркуляцию воды в системе горячего водоснабжения, чтобы предотвратить ее остывание и соответственно бесполезный слив остывшей воды. Насосы установленные по циркуляционно-повышающей схеме (рис. 6.19), дополнительно увеличивают давление в системе ГВС, что позволяет снизить мощность хозяйственных насосов, а следовательно, и суммарный расход электроэнергии на перекачку воды в ЦТП;

циркуляционные отопления — обеспечить расчетный расход теплоносителя в системе

Таблица 6.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОГО РАСХОДА ВОДЫ ДЛЯ ХОЗЯЙСТВЕННЫХ НАСОСОВ

Число квартир	Расчетный расход, м ³ /ч	Число квартир	Расчетный расход, м ³ /ч
До 100	15,2	1500	124,0
250	29,2	2000	159,5
500	49,3	2500	196,0
1000	87,2	3000	230,0

отопления при ее независимом подключении к тепловой сети;

подпиточных системы отопления — обеспечить постоянное заполнение системы отопления за счет периодического заполнения водой расширительного бака;

смесительных — обеспечить температуру теплоносителя, подаваемого в систему отопления, в соответствии с температурным графиком за счет подмеса в подающий трубопровод части обратной воды;

пожарных — обеспечить повышенное давление холодной воды при срабатывании противопожарной автоматики;

дренажного периодически откачивать дренажные воды, поступающие в прямки заглубленных ЦТП.

Выбор хозяйственных и циркуляционных насосов при циркуляционно-повышающей установке насосов ГВС. Требуемое число хозяйственных насосов (ХН) определяется продолжительностью их работы в течение суток и мощностью ЦТП. Для ЦТП суммарной мощностью до 3 Гкал/ч при продолжительности работы насосов менее 6 ч в сутки устанавливают два насоса: ХН-1 — основной и ХН-2 — резервный. Для ЦТП мощностью более 3 Гкал/ч, а также при продолжительности работы насосов более 6 ч в сутки требуются три насоса: ХН-1 — основной, ХН-2 — дополнительный, ХН-3 — резервный.

При установке на ЦТП двух насосов каждый из них должен обеспечивать максимальную (расчетную) подачу и расчетное давление в системе холодного водоснабжения при минимальном (расчетном) давлении в городском водопроводе. При установке трех насосов подачу и напор каждого насоса выбирают в зависимости от суточных колебаний давления холодной воды на вводе в ЦТП.

Если разница между максимальным и минимальным давлением в течение суток не превышает 1,0 кгс/см² (0,1 МПа), параллельно уста-

навливают три одинаковых насоса. Каждый насос должен быть рассчитан на максимально необходимый напор (только для системы холодного водоснабжения) и расход, равный 60% расчетного. При разнице между максимальным и минимальным давлением более 3,0 кгс/см² (0,3 МПа) три одинаковых насоса устанавливают по последовательной схеме. Каждый насос обеспечивает расчетный расход и половину расчетного напора для системы холодного водоснабжения (при минимальном давлении в водопроводе). Расчетный расход воды определяют по табл. 6.1.

При разнице между максимальным и минимальным давлением 1–3,0 кгс/см² (0,1–0,3 МПа) параллельно устанавливают три насоса разной подачи. При этом ХН-2 и ХН-3 должны обеспечить требуемое давление в системе холодного водоснабжения при минимальном давлении в городском водопроводе. Насос ХН-1 (напорный) должен обеспечить требуемое давление в системе холодного водоснабжения в дневное время при гарантийном давлении в водопроводе. Дополнительный и резервный насосы (ХН-2, ХН-3) должны иметь максимальную подачу в соответствии с табл. 6.1, а основной насос ХН-1 должен обеспечить расход, равный 50% максимального.

Последний вариант является наиболее экономичным с точки зрения расхода электроэнергии и воды, но требует расширения номенклатуры применяемых насосов, что затрудняет их эксплуатацию.

Циркуляционные насосы системы ГВС устанавливают между подогревателями I и II ступеней по циркуляционно-повышающей схеме. В этом случае насосы не только осуществляют циркуляцию воды в системе горячего водоснабжения, но и за счет развиваемого напора полностью компенсируют потери давления в подогревателе II ступени. Максимальная подача каждого циркуляционного насоса должна равняться величине расчетного водоразбора в системе горячего водоснабжения без учета расхода воды на циркуляцию. При выборе циркуляционно-повысительных насосов следует руководствоваться табл. 6.2. Чтобы исключить возможность обратной циркуляции в часы интенсивного водоразбора, циркуляционный трубопровод присоединяют к насосам через обратный клапан.

Общие положения автоматизации ЦТП.

Таблица 6.2. НАСОСЫ ГВС, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ ЦИРКУЛЯЦИОННО-ПОВЫШАЮЩЕЙ СХЕМЕ

Число квартир	Марка насоса	Поддача, м ³ /ч	Напор, м	Мощность электродвигателя, кВт
До 500	2К 6а	10—20—30	28—25—20	2,8
501—1000	3К-9а	25—35—45	24—22—19	4,5
1001—1900	4К-18а	50—70—90	20—18—24	7,0
1901—2600	4К-12	60—80—100	25—22—19	7,0
2601—3200	6К-12	110—150—200	22—20—17	14,0

В качестве датчиков, управляющих работой насосного оборудования (см. рис. 6.19), применяют электроконтактные манометры (1, 7) и датчики перепада давлений РКС (2—6; 8—10). В группах хозяйственных и циркуляционно-повышающих насосов датчики 3, 4, 5 и 8, 9 контролируют перепад давлений на каждом из насосов, в остальных группах один датчик контролирует работу двух насосов. Нельзя применить один датчик перепада давлений для контроля за работой параллельно работающих насосов, так как при выходе из строя одного из насосов перепад давлений сохраняется либо за счет параллельно работающего насоса, либо за счет статического давления (для системы ХВС) и в схему управления не поступает сигнал аварии.

Каждый насос ключом «Выбор режима работы» можно перевести в режим ручного или автоматического управления. В каждой группе любой насос может выполнять функции как основного, так и резервного или дополнительного. При включении резервного насоса схема управления основного обесточивается и на щит управления поступает сигнал «Авария насоса». Ключи управления установлены на лицевой панели щита управления. Электрическая схема предусматривает защиту электродвигателей насосов от перегрузки и короткого замыкания.

Давление воды регулируется грузовым регулятором давления РД типа 21410шж. Регулятор установлен на трубопроводе после хозяйственных насосов, но регулирует давление p_0 на выходе водоподогревателя I ступени. Величину настройки регулятора устанавливают равной величине статического давления системы ХВС, т. е. она определяется высотой самого высокого здания, подключенного к ЦТП. При наличии водоразбора фактическое давление воды, подаваемой в систему ХВС, будет всегда выше статического на величину потерь давления в I ступени водоподогревателя, а давление воды, подаваемой в систему ГВС, будет

выше статического на величину напора, развиваемого насосами ГВС $\Delta H_{\text{ГВС}}$, за минусом потерь во II ступени водоподогревателя $\Delta H_{\text{II ст.}}$, т. е.

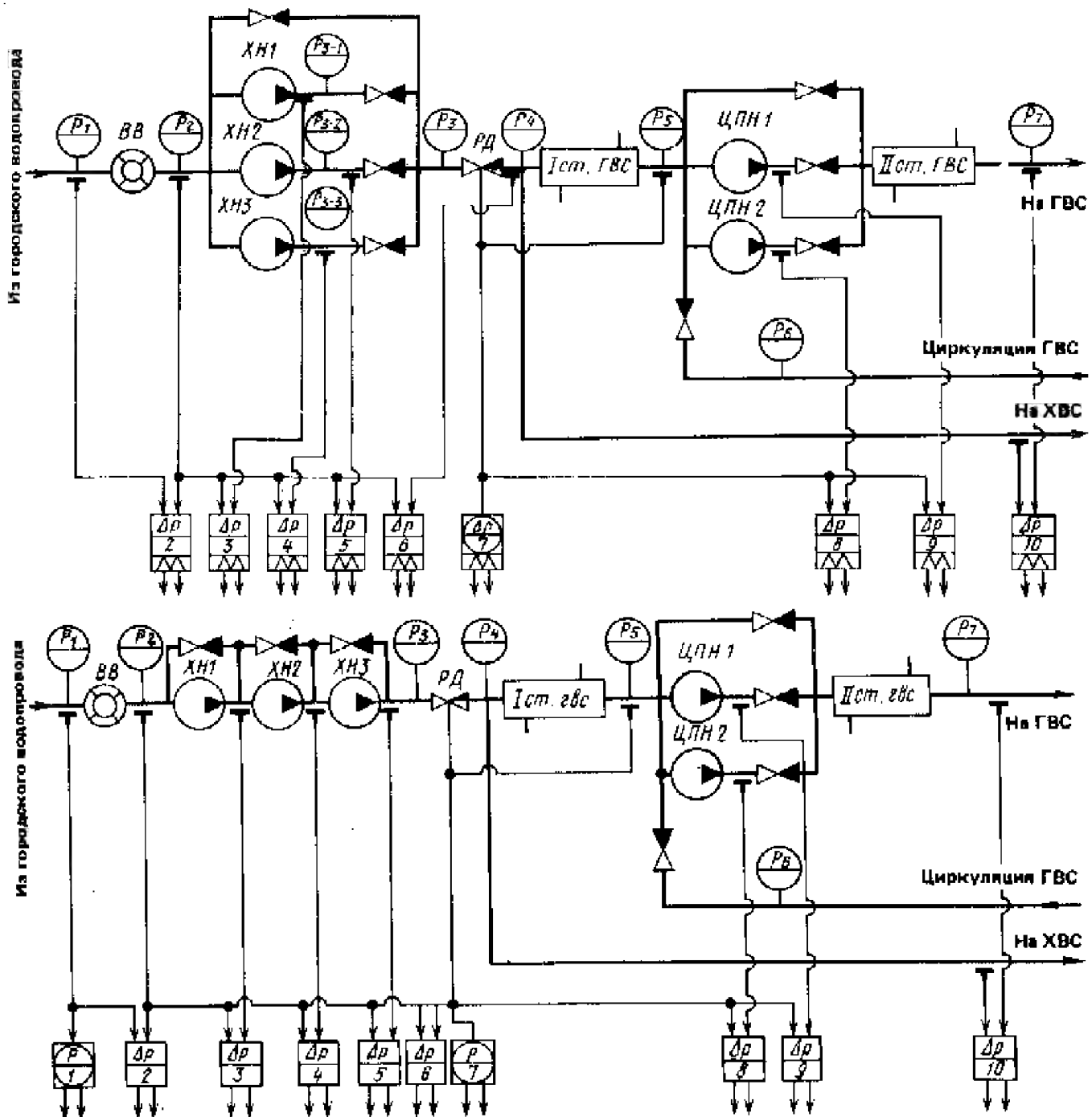
$$p_i = p_0 + \Delta H_{\text{ГВС}} - \Delta H_{\text{II ст.}}$$

Таким образом, давление холодной воды p_0 возрастает с увеличением водоразбора, давление горячей воды поддерживается в норме.

Автоматизация двух хозяйственных насосов одинаковой производительности (см. рис. 6.19). При автоматизации двух хозяйственных насосов одинаковой производительности основной насос $XH1$ включается при падении давления p_1 в городском водопроводе ниже расчетного и отключается при увеличении этого давления до заданной величины, командами на включение и отключение служит замыкание соответственно минимальных и максимальных контактов датчика 1.

Резервный насос $XH2$ включается при выходе из строя основного насоса. Включение производится по командам от датчиков 1 (давление в городском водопроводе мало) и 3 (нет перепада давлений на хозяйственных насосах). Резервный насос отключается при увеличении давления в городском водопроводе при замыкании максимальных контактов датчика 1.

Автоматизация трех хозяйственных насосов одинаковой подачи (рис. 6.20). Основной насос $XH1$ включается при падении давления в городском водопроводе ниже расчетной величины и выключается при увеличении давления до заданного предела (датчик 1). Дополнительный насос $XH2$ включается параллельно основному при уменьшении давления после I ступени водоподогревателя p_0 ниже статического (датчик 7). Отключается насос после окончания интенсивного водоразбора, команда на отключение поступает от датчика 2 при уменьшении перепада давлений на водомере ВВ. При отсутствии датчика с малыми пределами настройки аналогичный сигнал можно



давлений на выходе системы ХВС и в водопроводе достигнет минимальной заданной величины. Насосы отключаются последовательно: сначала дополнительный, потом основной. Кроме того, на случай выхода из строя регулятора РД предусмотрено отключение насосов по команде от датчика 7 при повышении давления p_5 выше заданного предела.

Автоматизация циркуляционно-повышающих насосов (ЦПН) (см. рис. 6.22). Основной насос ЦПН-1 находится в работе постоянно. Резервный насос ЦПН-2 выполняет одновременно функции дополнительного и подключается в часы интенсивного водоразбора. Это

позволяет не допускать предельных режимов работы основного насоса и, в то же время, обеспечивает достаточное его резервирование. Команда на включение насоса ЦПН-2 как дополнительного поступает либо от датчика 2, контролирующего интенсивность водоразбора по перепаду давлений на водомере, либо от датчика 10, когда давление p_7 в системе ГВС будет ниже, чем давление p_5 в системе ХВС. Выключение насоса ЦПН-2 происходит при нормализации указанных параметров. В качестве резервного насоса ЦПН-2 включается при выходе из строя основного насоса по команде от датчика 9.

6.5. РЕГУЛИРОВАНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РЕЖИМА НА ТЕПЛОВЫХ ПУНКТАХ

Для поддержания заданного гидравлического режима на тепловых пунктах регулируются: расход теплоносителя из тепловой сети, располагаемый напор в системах отопления, давление теплоносителя в обратном трубопроводе системы отопления, давление воды в циркуляционном трубопроводе системы горячего водоснабжения, давление подпитки систем отопления при их независимом присоединении к тепловой сети. Автоматическое регулирование располагаемого напора (расхода) осуществляется гидравлической автоматикой, состоящей из датчиков типа РД-3а и регулирующих клапанов типа РК 1. Кроме того, применяют регуляторы прямого действия типов УРРД, РР. Для регулирования давления в тепловых пунктах используют, как правило, только регуляторы прямого действия типа УРРД, 21ч10 (12)иж, 21ч26р, 17ч36р.

Подпитка независимых систем отопления производится по уровню воды в расширительном баке, присоединенном к верхней точке системы отопления. При снижении уровня до заданного предела по команде от датчика нижнего уровня на тепловом пункте открывается электрифицированная задвижка и включаются подпиточные насосы, заполняющие бак сетевой водой. При достижении заданного уровня по команде от датчика верхнего уровня подпиточные насосы выключаются и электрифицированная задвижка закрывается, отсекая систему отопления от тепловой сети.

При отсутствии расширительного бака подпитка производится постоянно; величина подпитки регулируется по давлению в обратном трубопроводе системы отопления с помощью регуляторов прямого действия (как показано на рис. 6.2).

Схема регулирования располагаемого напора (расхода) (рис. 6.23) состоит из регулирующего прибора РД-3а, трехсильфонной сборки и нормально открытого регулирующего клапана РК1. Отбор рабочей воды для работы гидроавтоматики осуществляется из трубопровода подопроводной воды через вентиль В1. Прибор поддерживает постоянный перепад давлений между подающим и обратным трубопроводами тепловой сети (вентили В2, В3). Регулируемый перепад давлений воздействует

на чувствительный сильфон реле РД-3а и уравнивается натяжением настроечной пружины. При увеличении располагаемого напора клапанок реле прикрывается, выходное давление p_2 увеличивается. Под действием давления p_2 клапан РК1 прикрывается, снижая давление после себя p_1 и, следовательно, располагаемый напор $p_1 - p_2$. При уменьшении располагаемого напора процесс происходит в обратной последовательности.

Для наблюдения за работой схемы контролируют следующие параметры: давление в подающем трубопроводе до и после регулируемого клапана p_1 , p_2 ; давление в обратном трубопроводе p_3 ; давление рабочей воды p_4 ; командное давление на гидропривод регулирующего клапана p_5 .

6.6. РЕГУЛИРОВАНИЕ РАСХОДА ТЕПЛОТЫ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Системы централизованного теплоснабжения городов представляют собой сложный инженерный комплекс установок и устройств (ТЭЦ или котельная, тепловая сеть, потребители теплоты), работа которых характеризуется взаимосвязанностью тепловых и гидравлических режимов.

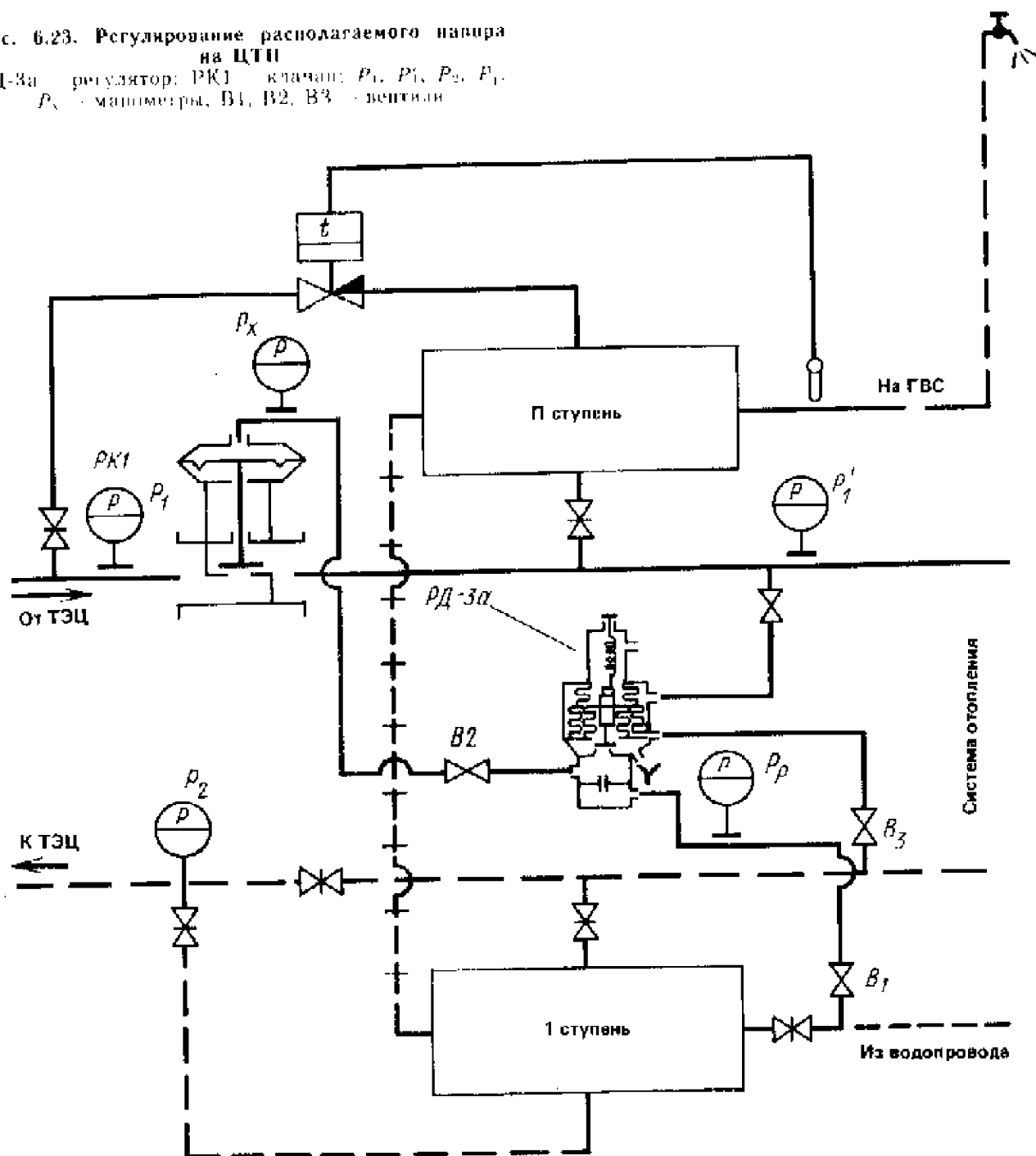
В современных системах теплоснабжения по единым тепловым сетям теплота одновременно отпускается на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение многочисленным потребителям.

Режимы потребления теплоты местными системами зданий неодинаковые и зависят от различных факторов. Так, расход теплоты на отопление зависит от метеословий конкретного района, в котором расположено здание (температура наружного воздуха, скорость ветра, инсоляция), а расход теплоты на горячее водоснабжение определяется характером водопотребления на бытовые нужды.

В настоящее время отпуск теплоты в системах централизованного теплоснабжения регулируется, как правило, на источниках тепла (ТЭЦ и котельных) путем изменения температуры теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети в зависимости от температуры наружного воздуха. Однако оптимальный тепловой режим в зданиях при экономичном расходовании топлива нельзя соз-

Рис. 6.23. Регулирование расходуемого напора на ЦТП

РД-3а — регулятор; РК1 — клапан; P_1 , P'_1 , P_2 , P_r , P_x — манометры; В1, В2, В3 — вентили



дать с помощью только центрального регулирования вследствие несоответствия параметров теплоносителя потребностям разнохарактерных систем отопления и горячего водоснабжения зданий, подключенных к единой системе теплоснабжения.

Основными причинами несоответствия являются: неоднородность теплотребления систем отопления и горячего водоснабжения, различные расчетные температуры воздуха в отапливаемых помещениях, неодинаковое охлаждение сетевой воды в тепловых сетях и транспортные запаздывания, различная теплоустойчивость зданий. При центральном регу-

лировании особенно значителен перерасход теплоты системами отопления зданий в переходный период отопительного сезона, когда из-за необходимости обеспечения нормальной работы систем горячего водоснабжения температура сетевой воды на выходе источника теплоты поддерживается постоянной примерно 70°C .

Для повышения качества теплоснабжения центральное регулирование отпуска теплоты должно дополняться: групповым регулированием на центральных тепловых пунктах (ЦТП), местным регулированием на индивидуальных тепловых пунктах (ИТП) и регулированием на

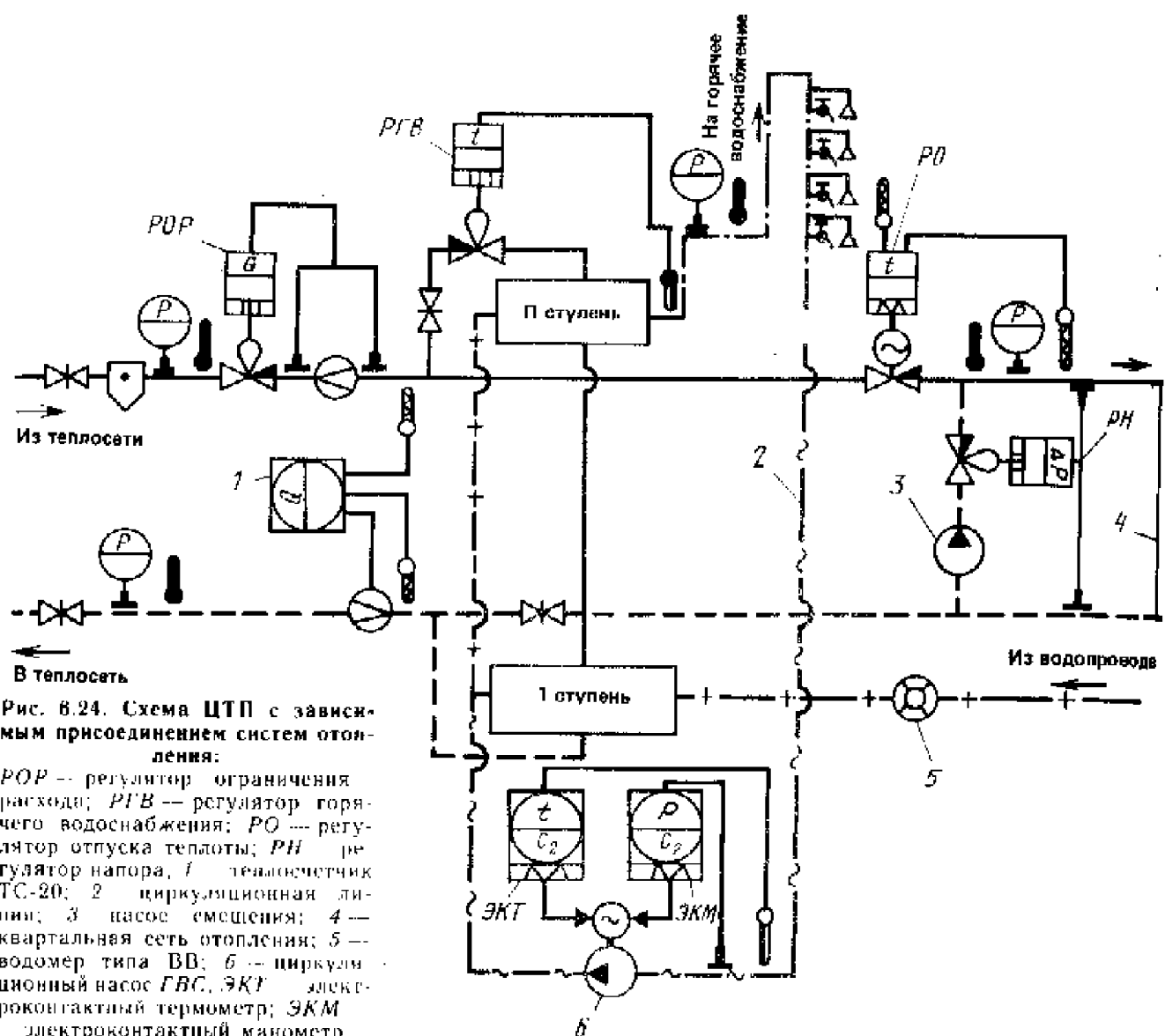


Рис. 6.24. Схема ЦТП с зависимым присоединением систем отопления:

ROP — регулятор ограничения расхода; *РГВ* — регулятор горячего водоснабжения; *РО* — регулятор отпуска теплоты; *РН* — регулятор напора; *1* — теплосчетчик ТС-20; *2* — циркуляционная линия; *3* — насос смещения; *4* — квартальная сеть отопления; *5* — водометр типа ВВ; *6* — циркуляционный насос ГВС; *ЭКТ* — электроконтактный термометр; *ЭКМ* — электроконтактный манометр

теплопотребляющих приборах в системах отопления. В этих условиях на ближайшую перспективу необходимо сочетание центрального регулирования отпуска теплоты с групповым или, при отсутствии в системах теплоснабжения ЦТП, с местным регулированием.

6.7. ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ СХЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ РАСХОДА ТЕПЛОТЫ НА ЦЕНТРАЛЬНЫХ И ИНДИВИДУАЛЬНЫХ ТЕПЛОВЫХ ПУНКТАХ

Центральный тепловой пункт с зависимой схемой присоединения систем отопления. Принципиальная схема автоматизации ЦТП при смешанной (параллельной) схеме включения теплообменников горячего водоснабжения, обес-

печивающая регулирование отпуска теплоты, представлена на рис. 6.24. Существующая технологическая схема ЦТП с зависимым присоединением систем отопления дополняется смесительным насосом, обеспечивающим возможность подмеса теплоносителя из обратного трубопровода в подающий трубопровод.

Для группового регулирования отпуска теплоты системам отопления устанавливают регулятор отпуска теплоты *РО* и регулятор напора *РН*.

Автоматическое регулирование отпуска теплоты системам отопления осуществляется поддержанием требуемой температуры теплоносителя в подающем трубопроводе после ЦТП (или разности температур в подающем и обратном трубопроводах) по заданной программе в зависимости от метеоусловий. *РН* поддерживает заданный расход теплоносителя, поступающего из ЦТП, системам отопления. В ка-

честве регулятора отпуска теплоты применяют регулирующие приборы типа Р.25.2 или Т-48 с регулирующим клапаном типа 25ч931нж.

Автоматическое регулирование отпуска теплоты системам горячего водоснабжения обеспечивается поддержанием регулятором горячего водоснабжения *РГВ* заданной температуры воды, поступающей в сеть горячего водоснабжения, и созданием требуемого режима циркуляции. В качестве *РГВ* устанавливают регулирующий прибор типа ТМР с регулирующим клапаном РК-1.

Требуемый режим циркуляции в сети горячего водоснабжения поддерживается электроконтактным термометром *ЭКТ* и электроконтактным манометром (*ЭКМ*):

ЭКТ за счет включения и выключения циркуляционного насоса поддерживает заданную температуру воды в циркуляционной линии;

ЭКМ при понижении давления в циркуляционной линии (в часы максимального водоразбора) выключает циркуляционный насос для недопущения «опорожнения» верхних точек систем горячего водоснабжения зданий.

В местных системах горячего водоснабжения зданий на циркуляционных стояках устанавливают термодроссели РТ-3513.

Для сокращения расхода сетевой воды, поступающей на ЦТП в период прохождения максимума нагрузки горячего водоснабжения, устанавливается регулятор ограничения расхода *РОР*. В качестве *РОР* может быть применен регулирующий прибор типа РД-3а (РД-3б) с регулирующим клапаном РК-1 и измерительной диафрагмой. Функции ограничения расхода сетевой воды на ЦТП может также выполнять регулирующий прибор Р.25.2 типа Т-48 (регулятор отпуска теплоты) при вводе в них электрического импульса от расходомера, устанавливаемого на входе в ЦТП.

Величина ограничения расхода сетевой воды на ЦТП определяется расчетными расходами теплоносителя на центральном пункте, принятым при разработке гидравлического режима тепловых сетей.

Центральный тепловой пункт с независимым присоединением систем отопления. Принципиальная схема автоматизации ЦТП с независимым присоединением систем отопления показана на рис. 6.25. На ЦТП предусмотрена смешанная или параллельная схема включения теплообменников горячего водоснабжения.

Групповое регулирование отпуска теплоты системам отопления обеспечивается регулятором отпуска теплоты *РО* путем поддержания требуемой температуры теплоносителя в подающем трубопроводе второго контура ЦТП по заданной программе в зависимости от метеоусловий. Установка дополнительного смесительного насоса при данной схеме не требуется.

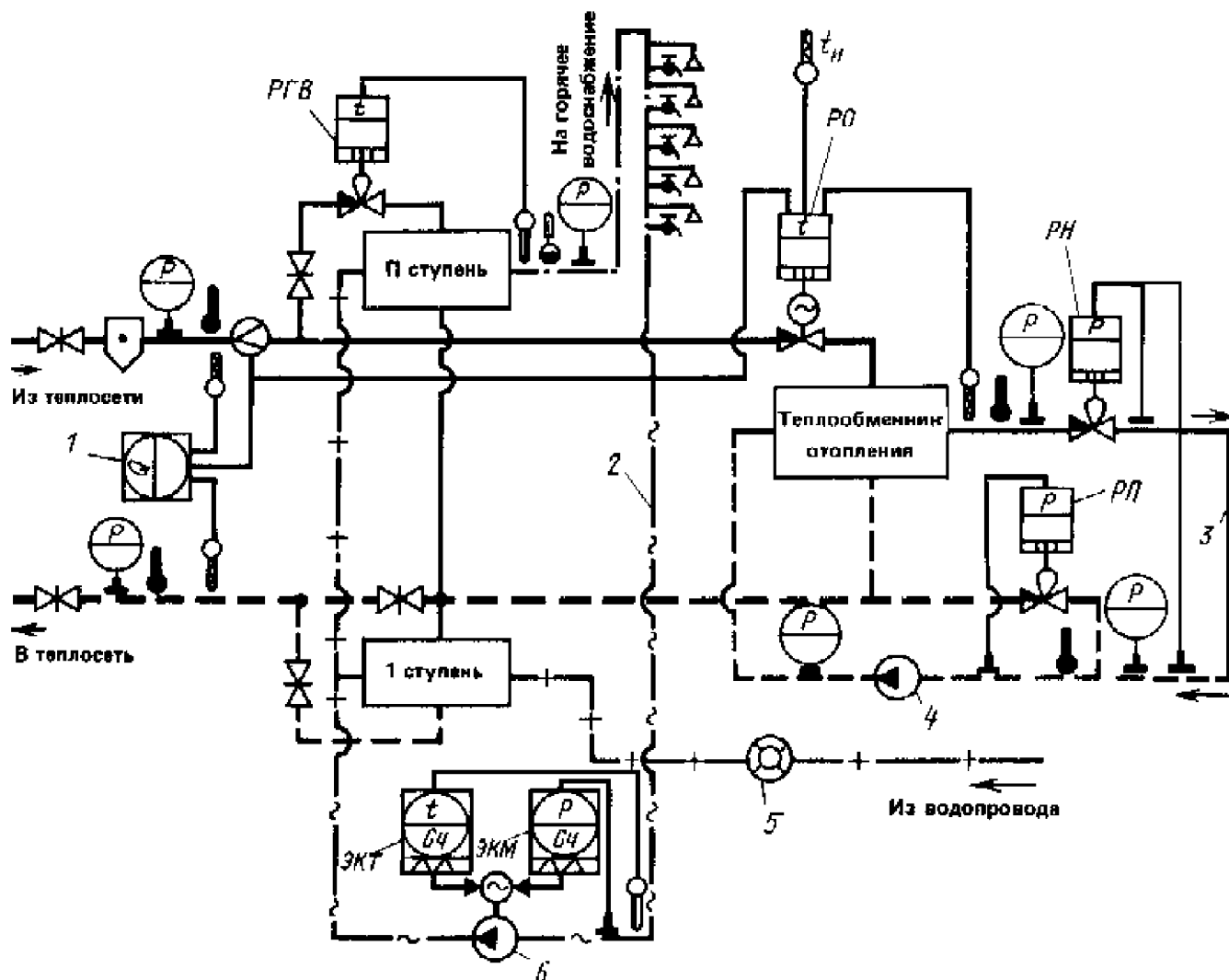
В качестве регулятора отпуска теплоты применяют регулирующие приборы типа Р.25.2 или Т-48 с регулирующим клапаном типа 25ч931нж. Заданное давление перед циркуляционным насосом второго контура обеспечивается регулятором подпитки *РН*. В качестве *РН* установлен регулятор УРРД-М или регулирующий прибор типа РД-3а (РД-3б) с клапаном ИК-25.

При наличии значительной переменной тепловой нагрузки, подключенной к сетям второго контура (системы приточной вентиляции, кондиционирования, дежурное отопление школ, больниц, театров, общественных зданий и т. п.), в ЦТП устанавливают регулятор регулируемого напора *РН*, обеспечивающий автоматическое регулирование расхода теплоносителя в сетях второго контура. Функции *РН* может выполнять регулятор УРРД-М или регулирующий прибор РД-3а (РД-3б) с регулирующим клапаном РК-1.

Для ограничения расхода сетевой воды, поступающей на ЦТП, необходима установка регулятора ограничения расхода. На рис. 6.25 *РО* выполняет также функции ограничителя расхода сетевой воды, за счет ввода в прибор Р.25.2 или Т-48 электрического импульса от расходомера, установленного на входе в ЦТП.

Автоматическое регулирование расхода теплоты на горячее водоснабжение и схема автоматизации режима работы циркуляционных насосов аналогичны приведенным на рис. 6.24.

Индивидуальный тепловой пункт с элеваторным присоединением системы отопления. Автоматическое регулирование отпуска теплоты на отопление в ИТП возможно в двух вариантах. В первом варианте существующий элеватор заменяют на автоматизированный с регулируемым соплом, который выполняет функции *РО*. Во втором варианте существующую технологическую схему ИТП реконструируют путем замены элеватора на смесительный на-



сос, который обеспечивает подмешивание теплоносителя из обратного трубопровода системы отопления в подающий трубопровод. Принципиальные схемы автоматизации ИТП с элеваторным присоединением системы отопления представлены на рис. 6.26, 6.27.

Местное регулирование отпуска теплоты в систему отопления осуществляет автоматизированный элеватор с регулируемым соплом путем поддержания требуемой температуры теплоносителя в зависимости от метеословий. Применяются электрифицированные элеваторы типа Электроника Р-1 и гидроэлеваторы с манометрической термосистемой типа РТ-2217-ЭР.

Для регулирования расхода сетевой воды в систему отопления устанавливают регулятор располагаемого напора.

В качестве РН можно применять регулирующий клапан УРРД-М. При закрытой системе теплоснабжения функции регулятора температуры воды на горячее водоснабжение РГВ выполняет регулирующий прибор ТМ1 с регулятором УРРД-М.

Рис. 6.25. Схема ЦТП с независимым присоединением систем отопления:

РГВ — регулятор горячего водоснабжения, РО — регулятор отпуска теплоты; РН — регулятор напора; РП — регулятор подпитки; 1 — теплосчетчик ТС-20; 2 — циркуляционная линия; 3 — квартальная сеть; 4 — циркуляционный насос второго контура; 5 — водометр типа ВВ; 6 — циркуляционный насос ГВС; ЭКТ — электроконтактный термометр; ЭКМ — электроконтактный манометр

При горячем водоснабжении, осуществляемом по схеме непосредственно водоразбора из тепловой сети (рис. 6.27), в качестве РГВ устанавливают регулятор РГВ или регулятор типа КТ-6-10.

При втором варианте организации автоматического регулирования отпуска теплоты на ИТП вместо элеватора устанавливают маломощный бесфундаментный насос типа ЦВЦ, обеспечивающий подмес теплоносителя из обратного трубопровода в подающий.

Индивидуальный тепловой пункт со смешанным насосом. Принципиальная схема автоматизации ИТП со смешанным насо-

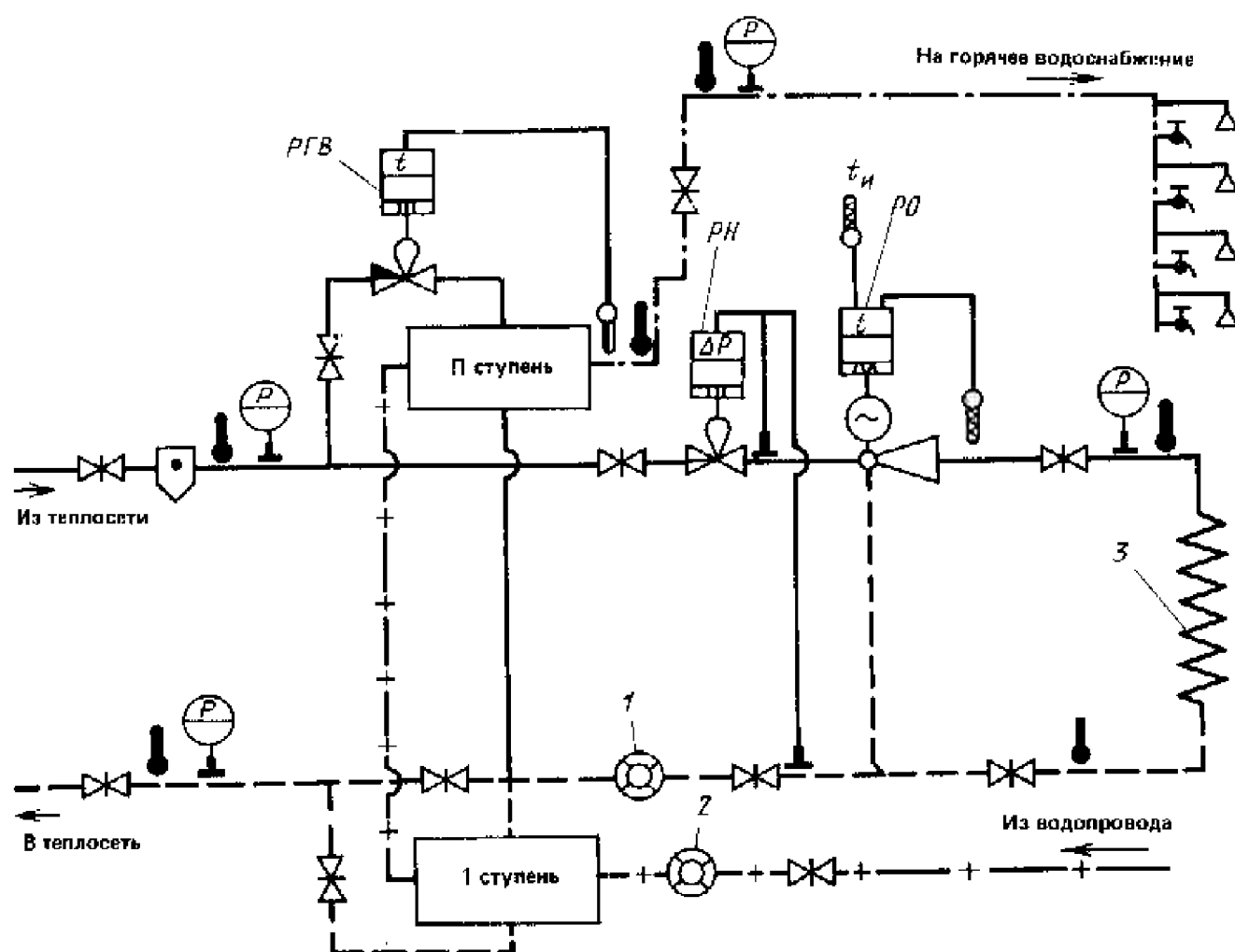


Рис. 6.26. Схема ИТП с элеваторным присоединением системы отопления

РГВ — регулятор горячего водоснабжения; *РН* — регулятор напора; *РО* — регулятор отпуска теплоты; *1* — водомер горячеводный типа ВВГ; *2* — водомер типа ВВ; *3* — система отопления

сом, обеспечивающая регулирование отпуска теплоты, представлена на рис. 6.28.

Местное регулирование отпуска теплоты в системы отопления осуществляет регулятор отпуска теплоты. В качестве *РО* устанавливают регулятор типа РТК-2217-ТС (с трехходовым клапаном смешения), обеспечивающий регулирование температуры воздуха в помещениях здания с коррекцией ее по температуре наружного воздуха.

Регулирование расхода сетевой воды (функции *РН*) выполняет клапан УРРД-М, включаемый по схеме поддержания располагаемого напора.

Схема автоматизации ИТП в закрытой системе теплоснабжения предусматривает включение теплообменников горячего водо-

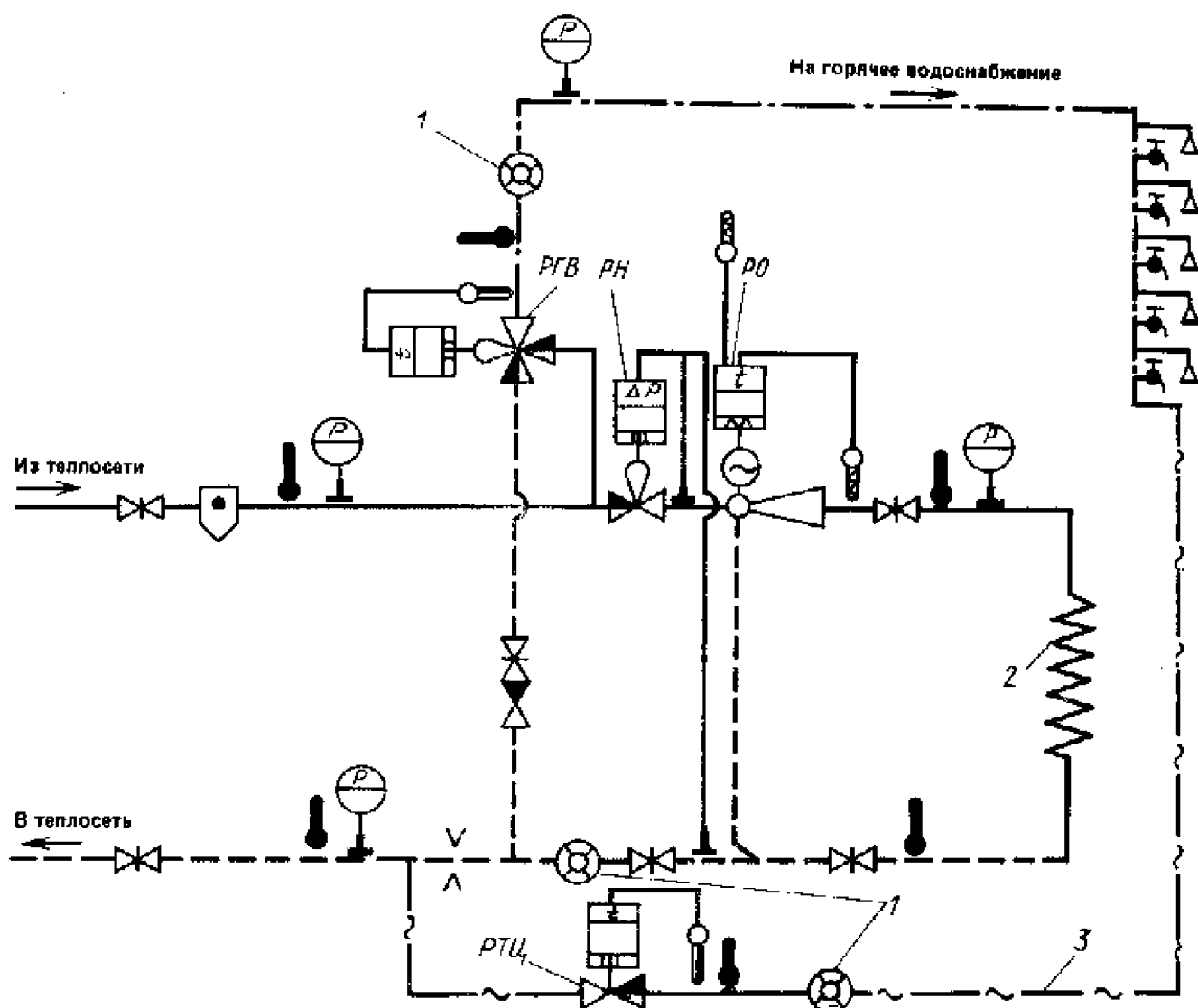
снабжения по смешанной или параллельной схеме.

Регулирование температуры воды на горячее водоснабжение в этом случае осуществляется регулирующим прибором ТМР с регулятором УРРД-М. Схема и приборы для автоматизации работы циркулирующей линии аналогичны приведенным на рис. 6.26.

В открытой системе теплоснабжения (при непосредственном водозаборе на цели горячего водоснабжения) в качестве РГВ устанавливают регулятор РТБ или конструкции Свердловскэнерго.

Индивидуальный тепловой пункт с независимой схемой присоединения системы отопления. Принципиальная схема автоматизации регулирования расхода теплоты на ИТП показана на рис. 6.29.

Местное регулирование отпуска теплоты в системы отопления выполняет *РО*. В качестве *РО* применяют регулятор типа РТК-2216-ДП, осуществляющий регулирование температуры воздуха в помещениях.



Возможно также использование регулятора типа РТ-2217-ДП. В этом случае предусматривается регулирование температуры теплоносителя во втором контуре ИТП (после теплообменника отопления) в соответствии с температурой наружного воздуха.

Схемой предусматривается регулирование располагаемого напора на ИТП. Функции РН может выполнять регулирующий клапан УРРД-М.

Заданное давление на всасе циркуляционного насоса второго контура поддерживает регулятор подпитки РП. В качестве РП установлен клапан УРРД-М.

Схемы регулирования температуры воды на горячее водоснабжение, схемы регулирования режима работы циркуляционных насосов, а также применяемые приборы в зависимости от вида системы теплоснабжения аналогичны описанным выше.

Индивидуальный тепловой пункт с фасадной системой отопления. Местное авто-

Рис. 6.27. Схема ИТП с элеваторным присоединением системы отопления при непосредственном водоразборе

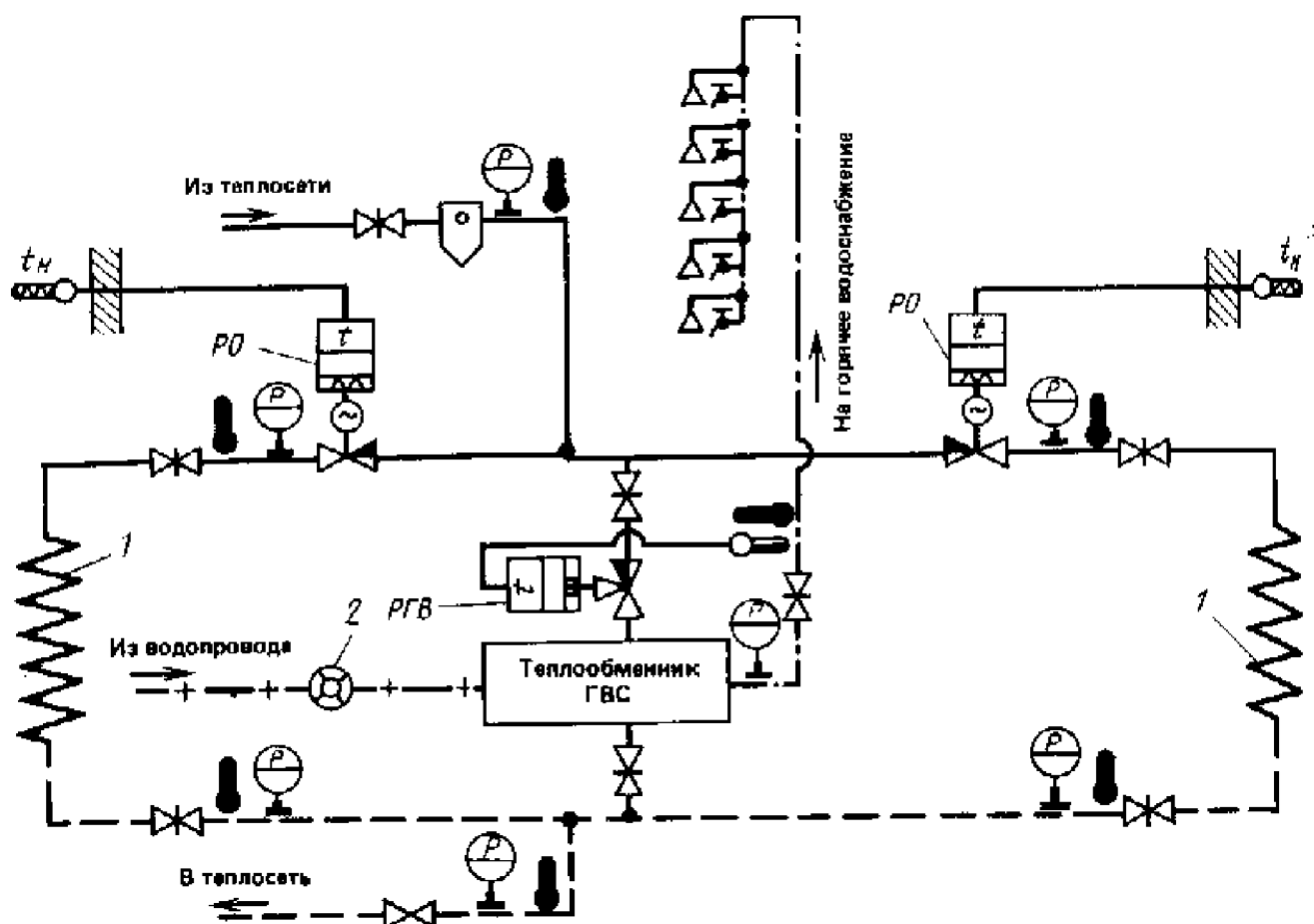
РГВ — регулятор горячего водоснабжения; РН — регулятор напора; РО — регулятор отпуска теплоты; РТЦ — регулятор температуры в циркуляционной линии; 1 — водомер горизонтальный ВВГ; 2 — система отопления; 3 — циркуляционная линия

Рис. 6.28. Схема ИТП со смесительным насосом

РГВ — регулятор горячего водоснабжения; РО — регулятор отпуска теплоты; РН — регулятор напора; 1 — теплосчетчик ТС-20; 2 — циркуляционная линия; 3 — насос смешения; 4 — система отопления; 5 — водомер типа ВВ; 6 — циркуляционный насос типа ГВС; ЭКТ — электроконтактный термометр; ЭКМ — электроконтактный манометр; t_1 , t_2 — датчики температуры

Рис. 6.29. Схема ИТП с независимым присоединением системы отопления

РН — регулятор напора; РО — регулятор отпуска теплоты; РП — регулятор подпитки; 1 — теплосчетчик ТС-20; 2 — система отопления; 3 — циркуляционный насос второго контура



матическое регулирование отпуска теплоты наиболее эффективно (с точки зрения создания комфортных условий в отапливаемых помещениях и получения экономии тепловой энергии) для систем отопления, разделенных по фасадам зданий. В этом случае обеспечивается возможность дифференцированного распределения теплоносителя с учетом влияния ветра и солнечной радиации на теплопотребность помещений, расположенных на противоположных фасадах.

Отпуск теплоты в таких зданиях должен регулироваться на ИТП отдельно по системам отопления каждого фасада. В зависимости от вида присоединения систем отопления (со смесительным насосом, независимое) схема автоматизации регулирования на каждый фасад здания аналогичны вышеприведенным.

На рис. 6.30 приведена схема ИТП с соединением пофасадной системой отопления, разработанная институтом «Челябинскгражданпроект». Особенностью схемы является простота оборудования ИТП (отсутствуют элеваторы, подмешивающие насосы и теплообменники для систем отопления). В то же время данная схема, в отличие от традиционных, требует сооружения на входе тепловой сети в микро-

Рис. 6.30. Схема ИТП с пофасадной системой отопления

РО — регулятор отпуска теплоты; РГВ — регулятор горячего водоснабжения; 1 — система отопления одного фасада; 2 — водомер типа ВВ; t_n — датчик температуры

район или квартал центральных смесительных пунктов (ЦСП). На ЦСП за счет подмешивания сетевой воды из обратного трубопровода тепловой сети в подающий производится снижение температурного графика тепловой сети ($150-70^\circ\text{C}$) в более низкий график, соответствующий работе местных систем отопления ($95-70^\circ\text{C}$ или $105-50^\circ\text{C}$). Таким образом, тепловые сети после ЦСП, к которым подключаются тепловые пункты зданий, работают по пониженному температурному графику.

Регулятор отпуска теплоты, устанавливаемый на ИТП, автоматически изменяет расход теплоносителя в системе отопления фасада по импульсу от датчиков, установленных в жилых комнатах здания, и, таким образом поддерживает заданную внутреннюю температуру в отапливаемых помещениях (количественный метод регулирования отпуска теплоты).

В качестве РО и РГВ в данной схеме устанавливают регулятор ЭРТ с заслонкой ПРЗ

разработанные институтом «Челябинскгражданпроект».

Следует отметить, что данная схема автоматического регулирования отпуска теплоты применима для систем отопления, имеющих большую гидравлическую устойчивость (например, бифилярные системы отопления), так как расход теплоносителя в системе отопления в процессе регулирования может сократиться до 60–80% расчетного расхода.

6.8. РЕГУЛИРОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ВОДЫ НА ГОРЯЧЕЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ ПРИ ЗАКРЫТОЙ СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

При закрытой системе теплоснабжения в систему горячего водоснабжения поступает водопроводная вода, нагретая до 55–65°C. Водопроводная вода нагревается на центральных и индивидуальных тепловых пунктах в водо-водяных подогревателях. Как правило, водоподогреватели разделены на две ступени. Водопроводная вода поступает в водоподогреватель I ступени, где нагревается до 35–40°C сетевой водой, уже прошедшей систему отопления, затем — в водоподогреватель II ступени, где подогревается сетевой водой до заданной температуры.

Для регулирования температуры воды применяются гидравлическую автоматику, которая состоит из датчика температуры, установленного на выходе водопроводной воды из подогревателя II ступени, и регулирующего клапана, установленного на входе сетевой воды в подогреватель II ступени. Регулирование температуры осуществляется за счет изменения расхода сетевой воды на подогреватель II ступени.

Для наблюдения за работой схемы контролируют следующие параметры: давление и температуру воды, поступающей в систему горячего водоснабжения; расход воды на горячее водоснабжение; давление рабочей воды; командное давление на гидропривод регулирующего клапана; давление и температуру сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах.

Конкретные схемы автоматизации системы горячего водоснабжения при использовании автоматических регуляторов различных типов приведены на рис. 6.31, 6.32.

На рис. 6.31 дана схема автоматизации, состоящая из датчика температуры *ТМП* и регулирующего клапана *РК-1*. Рабочая вода *Р_р* для работы гидравлической автоматики отбирается из трубопровода водопроводной воды через вентиль *В1*.

При заданной температуре воды на горячее водоснабжение *t_{гв}* сливное и напорное сопла термодатчика *ТМП* перекрыты и рабочая вода не расходуется. При снижении регулируемой температуры открывается нижнее сливное сопло *ТМП*, давление *p_х* снижается и регулирующий клапан *РК* открывается, увеличивая расход сетевой воды на водоподогреватели горячего водоснабжения. При увеличении регулируемой температуры открывается верхнее напорное сопло *ТМП*, давление *p_х* увеличивается и регулирующий клапан *РК* приоткрывается, сокращая расход сетевой воды.

На рис. 6.32 показана схема автоматизации, состоящая из термореле *ТРБ-2 (С)* и регулирующего клапана *РР (1–4)*. Рабочая вода отбирается из подающего трубопровода через вентиль *В1*, проходит охладитель *ОСВ*, фильтр *Ф1*, дроссель *Др1*, поступает на сильфонный гидропривод регулирующего клапана *РР1* и далее через регулируемое сопло термодатчика *ТРБ* сливается в дренаж.

При снижении регулируемой температуры воды сопло термодатчика прикрывается, давление *p_х* в сильфонной камере клапана увеличивается, клапан открывается, повышая расход сетевой воды на водоподогреватель. При увеличении регулируемой температуры процесс происходит в обратной последовательности.

6.9. РЕГУЛИРОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ВОДЫ НА ГОРЯЧЕЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ ПРИ НЕПОСРЕДСТВЕННОМ ВОДОРАЗБОРЕ ИЗ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ

При непосредственном водоразборе в систему горячего водоснабжения вода поступает из тепловой сети. Температура воды регулируется на тепловом пункте за счет смешения потоков подающей и обратной воды. Циркуляция воды в системе горячего водоснабжения осуществляется за счет разности давлений, создаваемой дроссельной шайбой, установлен-

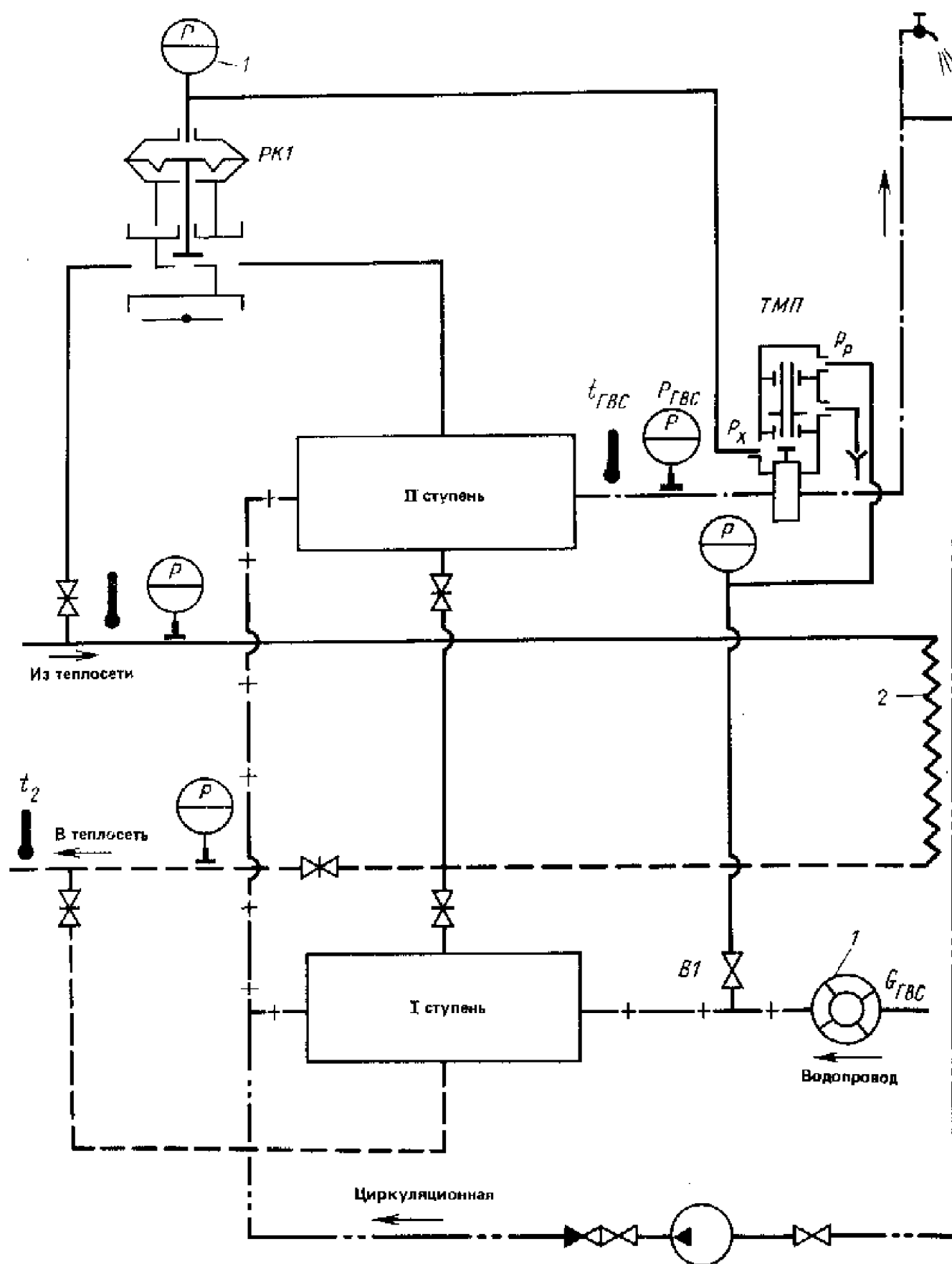


Рис. 6.31. Автоматизация системы горячего водоснабжения РК-1 — регулирующий клапан; ТМН — датчик температуры, 1 — водомер, 2 — система отопления

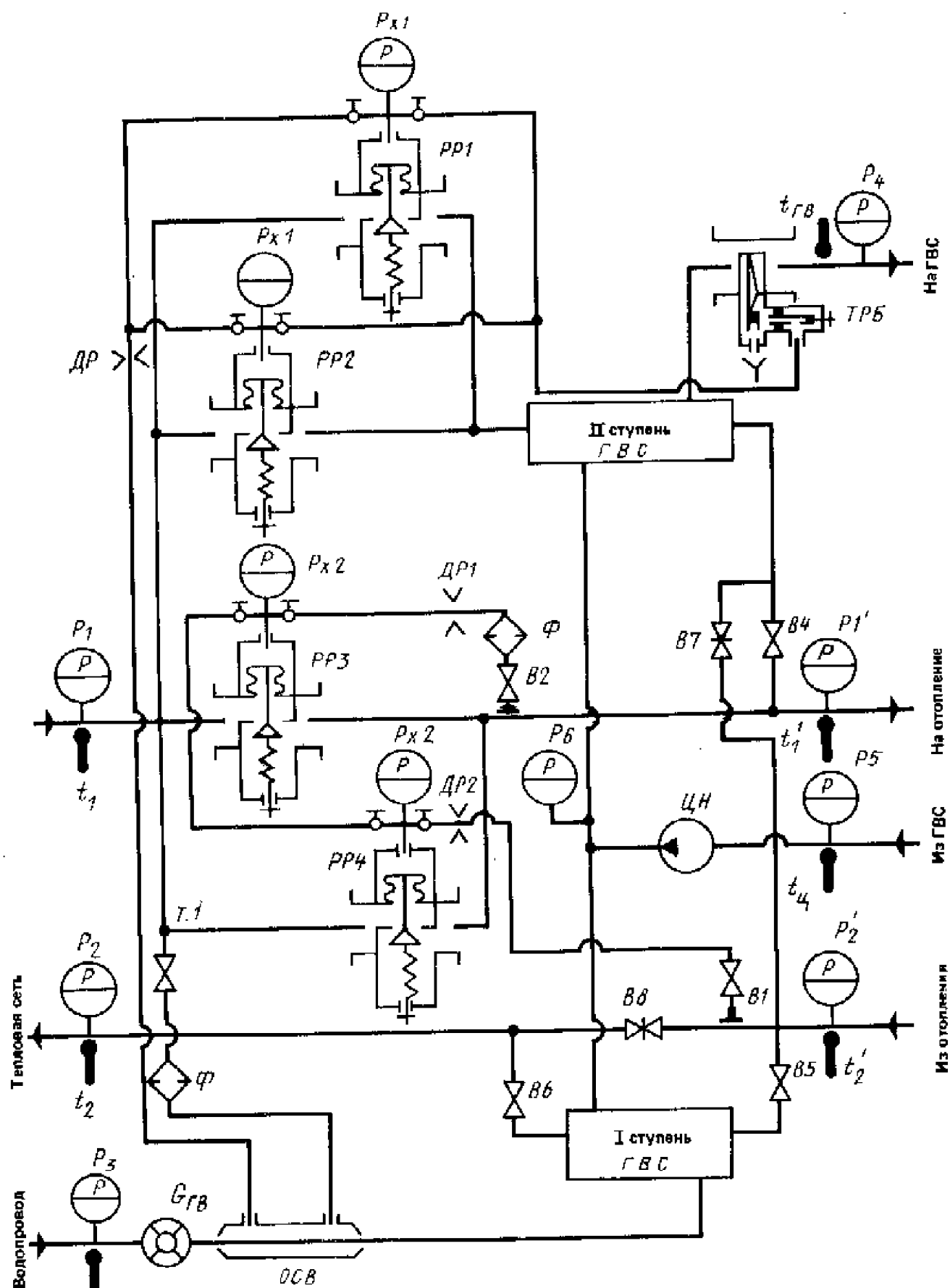


Рис. 6.32. Автоматизация системы горячего водоснабжения при последовательном включении водоподогревателей

$P_1 - P_2$ — манометры; $t_1 - t_2, t_{2k}$ — термометры; B_1, B_2 — вентили

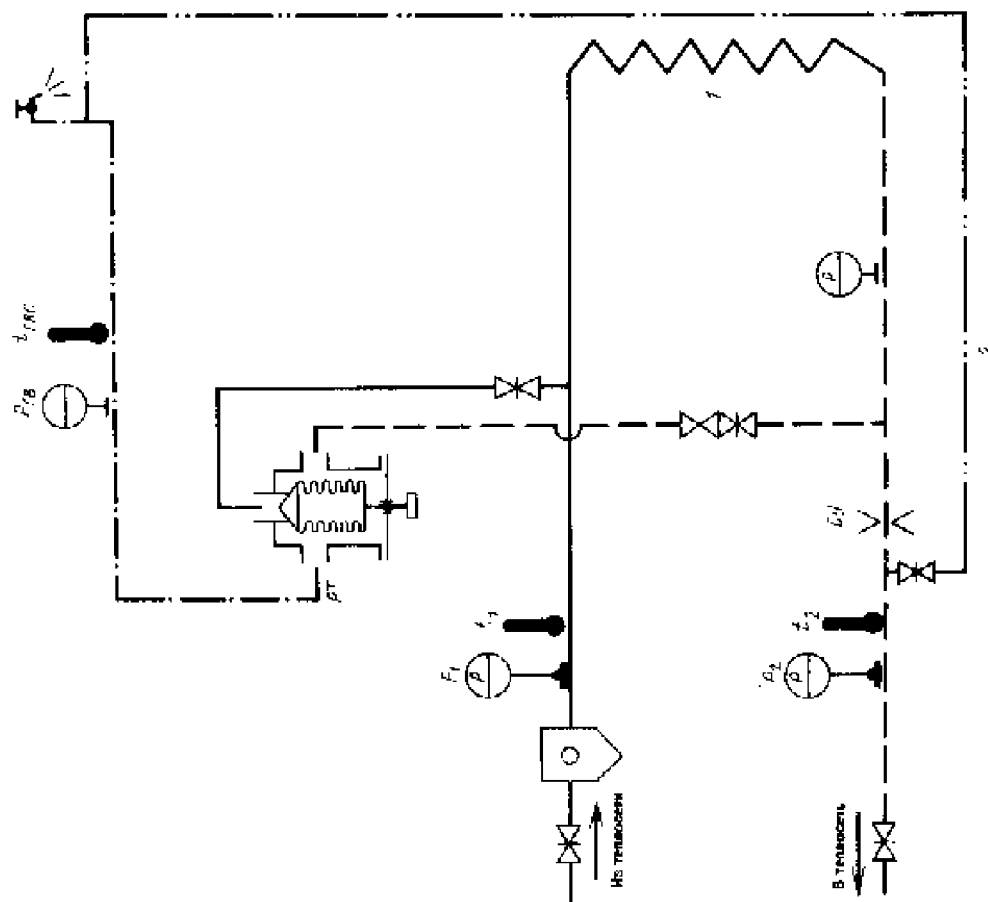


Рис. 6.33. Автоматизация системы горячего водоснабжения при непосредственном водоразборе при помощи регулятора прямого действия «Сверд-Автомат» (К 1-6-10); 3У — сужающее устройство; 1 — система отопления; 2 — циркуляционная линия

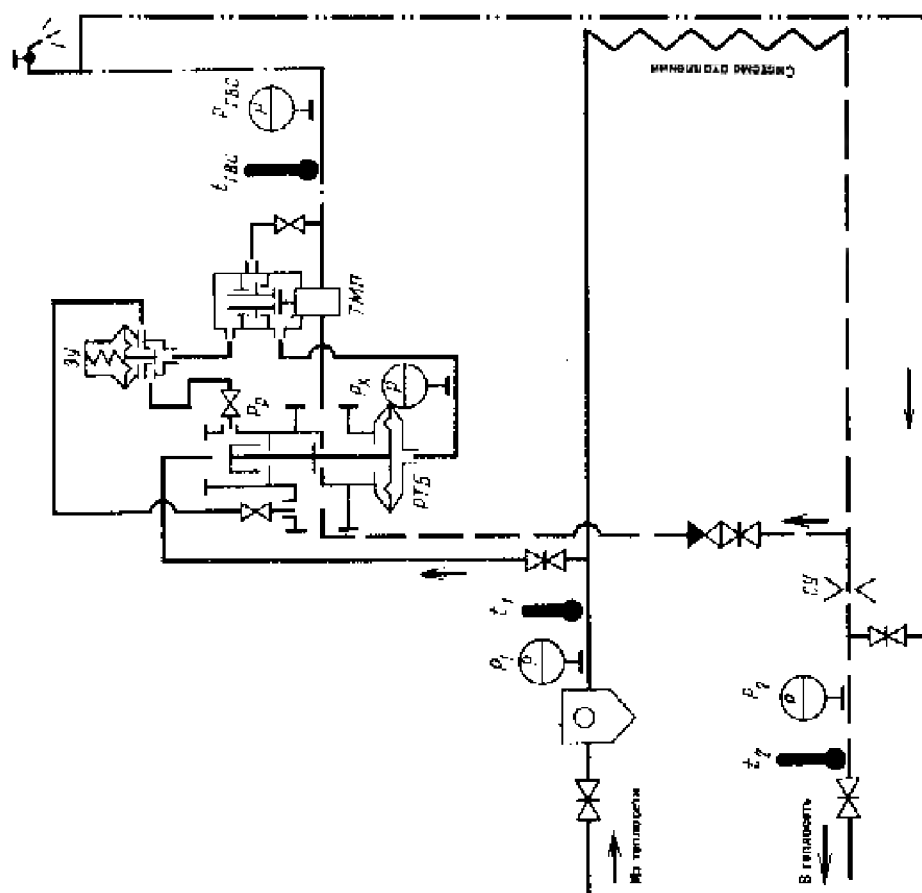


Рис. 6.34. Автоматизация системы горячего водоснабжения при непосредственном водоразборе с помощью регулятора непрямого действия «Сверд-Автомат» (К 1-6-10); 3У — сужающее устройство; ТМН — датчик температуры; РТ — регулирующее устройство; 3У — сужающее устройство; 1 — система отопления; 2 — циркуляционная линия

ной и обратном трубопроводе. В схеме контролируют следующие параметры: давление и температуру воды, поступающей в систему горячего водоснабжения; температуру воды в циркуляционном трубопроводе; давление и температуру в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети.

Схемы автоматизации систем горячего водоснабжения при непосредственном водоразборе из тепловой сети, отличающихся применяемыми автоматическими регуляторами приведены на рис. 6.33, 6.34.

На рис. 6.33 для автоматизации системы горячего водоснабжения показан терморегулятор прямого действия конструкции Свердловскэнерго (ТК-6-10). Вода из обратного трубопровода тепловой сети поступает в корпус регулятора, где смешивается с регулируемым потоком из подающего трубопровода. Смешанный поток омывает сильфон с термочувствительной жидкостью и поступает в систему горячего водоснабжения. При увеличении температуры смешанной воды увеличивается объем жидкости, заполняющей сильфон, и клапан сильфона, перемещаясь, сокращает количество подмешиваемой воды из подающего трубопровода. При снижении температуры смешанной воды процесс происходит в обратной последовательности.

На рис. 6.34 показана автоматизация системы горячего водоснабжения при непосредственном водоразборе с помощью регулятора РТВ. Особенностью схемы в отличие от предыдущей является то, что регулятор РТВ — непрямого действия и имеет защитное устройство ЗУ, позволяющее отключать систему ГВС потребителей при понижении давления в обратном трубопроводе ниже статического давления, принятого для местной системы теплоснабжения.

Импульс для увеличения или уменьшения подмеса горячей воды из подающего трубопровода в клапане смешения регулятора типа РТВ поступает от датчика ТМП, установленного на выходном патрубке регулятора.

Характер импульса зависит от степени нагрева термобаллона датчика ТМП, находящегося непосредственно в потоке воды, поступающей к потребителям.

При понижении давления в обратном трубопроводе (Р2) ниже статического для данного потребителя срабатывает защитное устройство и перекрывает поступление воды к потребителю.

При восстановлении первоначального значения давления Р2 схема регулирования автоматически включается в работу.

ГЛАВА 7.

ИСПЫТАНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ И ОБОРУДОВАНИЯ ВОДЯНЫХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

7.1. ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ

Гидравлическими испытаниями тепловой сети определяют фактические значения коэффициента трения и эквивалентной шероховатости для использования их при расчете гидравлического сопротивления трубопроводов. Кроме того, устанавливают гидравлическое сопротивление водоподогревательной установки и ее коммуникаций и уточняют фактические характеристики сетевых и подпиточных насосов. Испытания тепловой сети, коммуникаций водоподогревательной установки, сете-

вых и подпиточных насосов сводятся к одновременному измерению расхода, давления и температуры сетевой воды.

Расход воды при испытаниях определяют нормальными измерительными диафрагмами с острой кромкой (рассчитанными и изготовленными в соответствии с «Правилами измерения расхода жидкостей, газов и паров стандартными диафрагмами и соплами» РД50-213-80. М.: Стандарты, 1980) и подключенными к ним дифманометрами. Температуру теплоносителя измеряют техническими термометрами с ценой деления 0,5—1°C. Давления при ис-

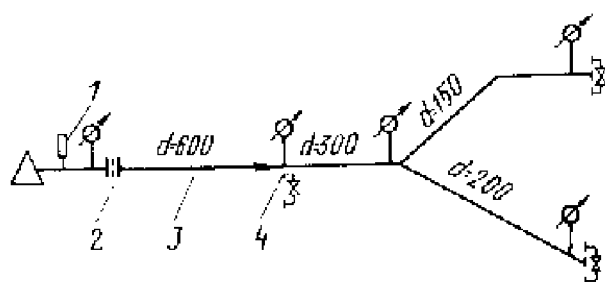


Рис. 7.1. Схема расположения перемычек и контрольно-измерительных приборов для проведения гидравлических испытаний

1 — место установки манометров и термометров; 2 — измерительная диафрагма; 3 — подающий и обратный трубопроводы испытываемой теплосети; 4 — циркуляционная перемычка

пытания тепловой сети и водонагревательной установки замеряют пружинными образцовыми и контрольными манометрами. При испытании насосных установок используют технические манометры.

Выбор участков, гидравлических режимов и измерительных приборов для испытаний. Гидравлические испытания проводят на магистральных и разводящих трубопроводах тех участков, где предполагается самое плохое состояние внутренней поверхности труб, которое зависит от расстояния от источника теплоты, времени прокладки и включения в эксплуатацию участков теплосети, от качества подпиточной воды с учетом отдельных случаев подпитки сырой неумягченной или загрязненной водой, от случаев длительного простоя тепловой сети в опорожненном состоянии; от способа и периодичности промывки тепловой сети. При выборе участков должны быть учтены также сведения эксплуатационников о заявленных гидравлических потерях, об интенсивности коррозии. Намеченные для испытаний участки осматривают на месте, уточняя их длину и диаметр, местные сопротивления (компенсаторы, задвижки, повороты), места присоединения ответвлений и их диаметр. Результаты осмотра наносят на схему испытываемой части сети. По схеме выбирают места установки циркуляционных перемычек и манометров.

Перемычки, как правило, монтируют на концах испытываемых трубопроводов. При протяженных магистралях, в которых диаметр испытываемых трубопроводов значительно уменьшается по их длине, перемычки выбирают по специальной методике. Диаметр концевой перемычки ориентировочно принимают на ка-

либр меньше диаметра трубопровода в месте ее врезки. На перемычке предусматривают установку задвижки одинакового с ней диаметра. После проведения испытаний во фланцах задвижки устанавливают заглушку.

Манометры устанавливают на подающем и обратном трубопроводах в следующих характерных точках испытываемой магистрали: в местах изменения внутреннего диаметра трубопровода (рис. 7.1); в местах изменения количества циркулирующей воды (если одновременно испытывают несколько магистралей и ответвлений); на трубопроводах неизменного диаметра, но большой протяженности — через каждые 500—1500 м трассы. В источнике теплоснабжения манометры устанавливают: на подающем и обратном коллекторах тепловой сети, на входе и выходе каждой водонагревательной установки (водогрейного котла, основного и пикового подогревателей); на напорном и всасывающем патрубках сетевых насосов, до и после грязевиков и охладителей конденсата. Места установки манометров наносят на схему тепловой сети и источника теплоснабжения.

Для измерения расхода воды при испытаниях измерительные приборы устанавливают: на подающем или обратном трубопроводе тепловой сети на выходе из источника теплоснабжения; на трубопроводе подпитки тепловой сети; на подающем или на обратном трубопроводе ответвлений, которые намечают для испытания одновременно с основной магистралью. Возможность использования существующих измерительных диафрагм, ожидаемый расход циркуляционной воды во время испытаний, правильность выбранных мест установки перемычек и их диаметров, а также необходимые (по пределам измерений) для измерения манометры устанавливают в результате ориентировочного гидравлического расчета. При этом задаются эквивалентной шероховатостью трубопроводов (исходя из указанных выше сведений об эксплуатации) и таким расходом воды, чтобы потери напора между двумя точками установки манометров были не менее 15 м.

Полученную в результате расчета величину потерь напора в тепловой сети и в перемычке сопоставляют с напором сетевых насосов при заданной величине циркуляции. Достаточно близкие совпадения этих величин указывают

на то, что диаметр перемычки и расход сетевой воды приняты правильно. В противном случае необходимо выполнить повторный гидравлический расчет, задаваясь другим расходом воды или другим диаметром (местом врезки) перемычки. Для увеличения циркуляции воды подключают крупных потребителей, расположенных за последней точкой измерения давления по испытываемой части магистрали, а из элеваторов этих потребителей удаляют сопла.

Возможность использования существующих диафрагм для замера максимального и минимального расходов воды, намечаемых при испытательных режимах, проверяют по формуле

$$G = A \alpha d^2 \sqrt{h/\gamma} \cdot 10^{-4},$$

где G — расход воды, $\text{м}^3/\text{ч}$; A — коэффициент, зависящий от типа заполнителя, примененного в дифференциальном манометре (для дифманометров, заполненных ртутью, над которой находится вода, $A = 0,04435$; для дифманометров, заполненных водой, над которой находится воздух, $A = 0,01251$); α — коэффициент расхода, определяемый по графику рис. 7.2 в зависимости от величины $m = (d/D)^2$, где D — внутренний диаметр трубопровода, d — диаметр мерного отверстия диафрагмы, мм; h — разность высот столбов жидкости в дифференциальном манометре, мм; γ — плотность циркуляционной воды, $\text{кгс}/\text{м}^3$.

Измерительную диафрагму можно использовать для испытаний, если перепад давлений в дифманометре, подключенном к диафрагме, будет находиться в пределах 50–600 мм. Если существующая диафрагма не удовлетворяет условиям минимального расхода воды, следует проанализировать возможность, не заменяя диафрагмы при испытаниях на минимальных расходах, использовать в качестве рабочей среды в дифманометре не ртуть, а другую жидкость с меньшей плотностью или перевернув дифманометр, превратить его в водо-воздушный. Если существующую диафрагму по условиям перепада давлений при испытательных режимах использовать невозможно, ее следует заменить другой, рассчитанной по формуле (7.1). Манометры для испытаний выбирают для каждого участка, исходя из того, чтобы измеренное давление не превышало $2/3$ предела шкалы. Ожидаемое давление принимают по результатам предварительного гидравлического расчета с учетом профиля тепловой сети и расчетных показаний манометров при статическом режиме.

Расчет параметров испытаний протяженных

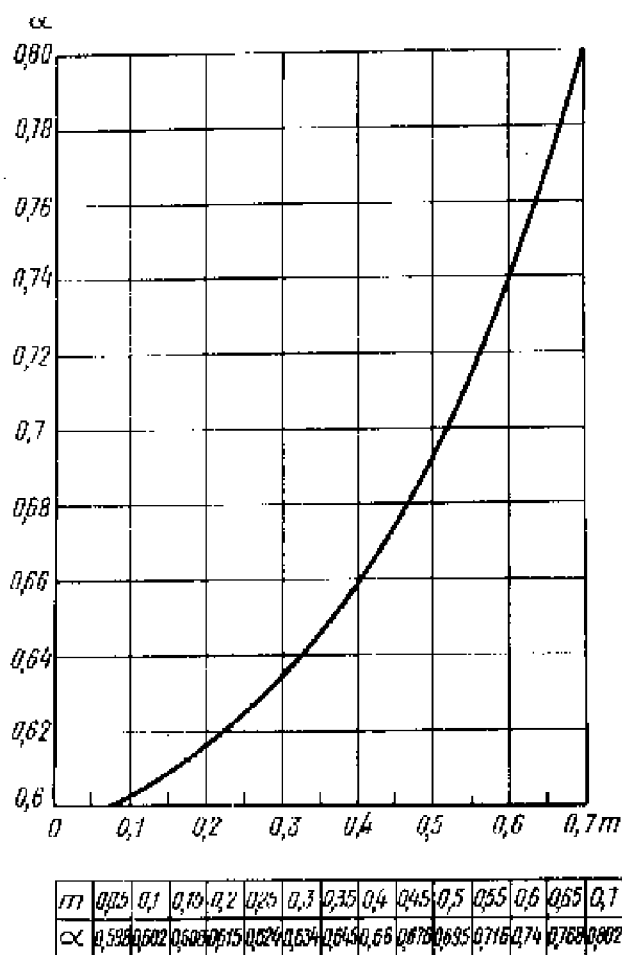


Рис. 7.2. График для определения расхода нормальных острых диафрагм

магистралей. Протяженные магистрали тепловой сети характеризуются наличием на них участков трубопроводов, диаметр которых убывает от источника теплоты

Для получения достоверных результатов гидравлических испытаний необходимо добиться максимально возможных значений потерь напора по каждому испытываемому участку, чтобы уменьшить относительную ошибку при их определении. Поэтому расходы воды при испытаниях трубопроводов больших диаметров должны быть значительно выше, чем при испытаниях концевых участков магистрали. В связи с этим оказывается невозможным одновременно испытать все участки протяженной магистрали и ее приходится испытывать в несколько этапов. Для пропуска большого расхода воды при испытаниях головных участков магистрали необходимо устройство перемычек не только в концевой камере магистрали, но и в промежуточных камерах.

Участки, подвергаемые испытаниям на



Рис. 7.3. Схема испытываемой магистрали

ИТ — источник тепла; ПЛ — подающая линия; ОЛ — обратная линия; П1—П5 — переключки; $Z_{ИТ}$ — отметка источника теплоты; Z_1 — Z_5 — отметки точек измерений давления; 1—5 — участки магистрали

каждом этапе, выбирают таким образом, чтобы одновременно можно было испытать трубопроводы с близкими значениями диаметров. В конце каждого участка, испытываемого на каком-либо этапе, монтируют переключку между подающим и обратным трубопроводами. При испытаниях какого-либо участка используют все переключки, расположенные за испытываемым участком.

В задачу расчета параметров испытаний входят определение расходов воды на каждом этапе испытаний, выбор переключек, необходимых для пропуска этих расходов, выявление возможности использования существующих измерительных диафрагм и расчет диафрагм при необходимости их замены, выбор пределов измерений манометров в точках замеров давления.

Расчет расходов воды, необходимой для получения достоверных результатов испытаний, и выбор переключек производят, начиная с конечного участка испытываемой магистрали. Принимают величину потерь напора по одному из трубопроводов, который характеризуется меньшим сопротивлением, рассчитывают соответствующий ей расход воды и находят значение располагаемого напора в концевой камере. По величине этого напора подбирают диаметр концевой переключки.

Затем по выбранным потерям напора на предпоследнем участке испытаний выявляют необходимый расход воды по нему, оценивают расход воды, поступающей в конечный участок испытываемой магистрали, и по разности этих расходов определяют диаметр переключки в конце предпоследнего участка. Аналогично поступают и при расчете расходов и переключек на испытываемых участках, расположенных ближе к источнику теплоты.

Величину потерь напора на участке по одной линии при испытаниях выбирают не ме-

нее 15 м. Если участок состоит из трубопроводов с неодинаковыми диаметрами, то необходимые потери напора и расход воды определяют для трубопровода с меньшим сопротивлением, т. е. как правило, с большим диаметром.

Если располагаемый напор у переключки оказывается настолько малым, что предопределяет чрезмерно большой ее диаметр, выбирают меньшую величину потерь напора по испытываемому участку.

Вследствие дискретности диаметров переключек ожидаемый расход воды на разных этапах испытаний будет несколько отличаться от рассчитанного. Для определения расхода воды при испытаниях каждого участка производят гидравлический расчет магистрали для каждого этапа, производимый для выбранных размеров переключек и окончательно находят ожидаемые расходы воды и величины напоров в камерах, где будут установлены манометры.

Расчет параметров гидравлических испытаний показан на примере магистрали тепловой сети с диаметром трубопроводов 1000—300 мм, длиной 4,7 км.

Пример расчета параметров гидравлических испытаний.

Схема испытываемой магистрали показана на рис. 7.3. Исходные данные по магистрали приведены в табл. 7.1.

Располагаемый напор на выводе источника теплоты при гидравлических испытаниях составляет $\Delta H_{ИТ} = 140$ м, напор в обратной линии источника теплоты $H_{об.л.} = 20$ м. Геодезическая отметка сетевых насосов источника тепла $Z_{ИТ} = 100$ м. Переключки П2 ($d_p = 200$ мм) и П4 ($d_p = 350$ мм) — существующие, переключки П1, П3 и П5 — вновь монтируемые. Для существующих и монтируемых переключек сумма коэффициентов местных сопротивлений $\xi = 4,5$; длина переключек указана в табл. 7.3.

Испытания проводят в три этапа: первый этап — испытания участков 1 и 2, второй — испытания участков 3 и 4, третий — испытания участка 5.

Задачей расчета параметров испытаний является определение диаметра вновь монтируемых переключек П1, П3 и П5, ожидаемых расходов воды при испытаниях, напоров в концевых камерах участков.

Сопротивления участков магистрали по

Таблица 7.1. ХАРАКТЕРИСТИКА ИСПЫТЫВАЕМОЙ МАГИСТРАЛИ

Номер участка	Условный диаметр трубопровода d_v , мм	Длина трубопровода l , м	Сумма коэффициентов местных сопротивлений ξ	Предполагаемая величина эквивалентной шероховатости K , мм		Геодетическая отметка конечной камеры Z , м
				подающая линия	обратная линия	
1	1000	1500	5,0	10	1	95
2	800	800	8,3	5	1	80
3	600	1000	3,8	5	3	90
4	500	600	7,5	3	3	105
5	300	800	6,5	3	3	110

каждой линии находят на основании удельных сопротивлений трубопровода, приведенных в табл. 7.2, по формуле

$$S = S_{\text{л}}l + S_{\text{м}},$$

где S — сопротивление одной линии участка трубопровода, определяемое потерями напора на участке при расходе $1 \text{ м}^3/\text{ч}$, $\text{м}/(\text{м}^3/\text{ч})^2$; $S_{\text{л}}$ — удельное сопротивление 1 м трубопровода, $\text{м}/(\text{м}^3/\text{ч})^2$; $S_{\text{м}}$ — удельное сопротивление единицы коэффициента местных сопротивлений, $\text{м}/(\text{м}^3/\text{ч})^2$.

Сопротивления участка 1 по подающей и обратной линиям:

$$S_1^{\text{под}} = 0,247 \cdot 10^{-9} \cdot 1500 + 0,648 \cdot 10^{-5} \cdot 0,5 = 0,403 \cdot 10^{-6} \text{ м}/(\text{м}^3/\text{ч})^2;$$

$$S_1^{\text{обр}} = 0,128 \cdot 10^{-9} \cdot 1500 + 0,648 \cdot 10^{-5} \cdot 0,5 = 0,224 \cdot 10^{-6} \text{ м}/(\text{м}^3/\text{ч})^2.$$

Сопротивления участка 2:

$$S_2^{\text{под}} = 0,632 \cdot 10^{-9} \cdot 800 + 0,156 \cdot 10^{-7} \cdot 8,3 = 0,635 \cdot 10^{-6} \text{ м}/(\text{м}^3/\text{ч})^2;$$

$$S_2^{\text{обр}} = 0,403 \cdot 10^{-9} \cdot 800 + 0,156 \cdot 10^{-7} \cdot 8,3 = 0,452 \cdot 10^{-6} \text{ м}/(\text{м}^3/\text{ч})^2.$$

Сопротивления участка 3:

$$S_3^{\text{под}} = 0,258 \cdot 10^{-9} \cdot 1000 + 0,449 \cdot 10^{-7} \cdot 3,8 = 0,275 \cdot 10^{-6} \text{ м}/(\text{м}^3/\text{ч})^2;$$

$$S_3^{\text{обр}} = 0,220 \cdot 10^{-9} \cdot 1000 + 0,449 \cdot 10^{-7} \cdot 3,8 = 0,237 \cdot 10^{-6} \text{ м}/(\text{м}^3/\text{ч})^2.$$

Сопротивления участка 4:

$$S_4^{\text{под}} = S_4^{\text{обр}} = 0,565 \cdot 10^{-9} \cdot 600 + 0,913 \cdot 10^{-7} \cdot 7,5 = 0,407 \cdot 10^{-6} \text{ м}/(\text{м}^3/\text{ч})^2.$$

Сопротивления участка 5:

$$S_5^{\text{под}} = S_5^{\text{обр}} = 0,820 \cdot 10^{-9} \cdot 800 + 0,681 \cdot 10^{-6} \cdot 6,5 = 0,700 \cdot 10^{-6} \text{ м}/(\text{м}^3/\text{ч})^2.$$

Для определения диаметра перемычки П1 на конечном участке магистрали принимают высокие потери напора по участку 5, поскольку расход при его испытаниях невелик, потери напора на предыдущих участках малы и, следовательно, имеется высокий располагаемый напор перед участком 5. При таком выборе

потерь напора по участку 5 увеличивается диаметр перемычки П1.

Расход сетевой воды по участку 5 при выбранных потерях напора по одному из трубопроводов $\Delta H_5^{\text{под}} = 45 \text{ м}$ равен:

$$G_5 = \sqrt{\frac{\Delta H_5^{\text{под}}}{S_5^{\text{под}}}} = \sqrt{\frac{45}{0,700 \cdot 10^{-6}}} = 802 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Располагаемый напор у перемычки П1 составит:

$$\begin{aligned} \Delta H_{\text{П1}} = \Delta H_{\text{н.л}} - (S_1^{\text{под}} + S_1^{\text{обр}} + S_2^{\text{под}} + S_2^{\text{обр}} + S_3^{\text{под}} + \\ + S_3^{\text{обр}} + 2S_4 + 2S_5)G_5^2 = 140 - (0,403 \cdot 10^{-6} + \\ + 0,224 \cdot 10^{-6} + 0,635 \cdot 10^{-6} + 0,452 \cdot 10^{-6} + \\ + 0,275 \cdot 10^{-6} + 0,237 \cdot 10^{-6} + 2 \cdot 0,407 \cdot 10^{-6} + \\ + 2 \cdot 0,700 \cdot 10^{-6})802^2 = 40,3 \text{ м}. \end{aligned}$$

Сопротивление перемычки П1, необходимое для пропуска через нее расхода $G_5 = 802 \text{ м}^3/\text{ч}$, равно:

$$S_{\text{П1}} = \frac{\Delta H_{\text{П1}}}{G_5^2} = \frac{40,3}{802^2} = 0,627 \cdot 10^{-4} \text{ м}/(\text{м}^3/\text{ч})^2.$$

По табл. 7.3 выбирают диаметр перемычки с ближайшим значением сопротивления:

$$d_y = 150 \text{ мм}, S_{\text{П1}} = 0,622 \cdot 10^{-4} \text{ м}/(\text{м}^3/\text{ч})^2.$$

Диаметр перемычки П3, устанавливаемой дополнительно к существующей перемычке П2 $d_y = 200 \text{ мм}$, определяют следующим образом.

Расход сетевой воды при испытаниях участков 3–4 определяют исходя из принимаемых потерь напора на участке 3, характеризующемся меньшим сопротивлением. При выбранной величине потерь напора в обратной линии этого участка 15 м находят необходимый расход при испытаниях участков 3–4:

$$G_{3-4} = \sqrt{\frac{\Delta H_3^{\text{обр}}}{S_3^{\text{обр}}}} = \sqrt{\frac{15}{0,237 \cdot 10^{-6}}} = 2520 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Таблица 7.2. УДЕЛЬНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ, $S, \text{м}^3/(\text{м}^3/\text{ч})^2, \text{м}$

Величина эквивалентной шероховатости, мм										
Условный диаметр трубопровода, мм	0,5	1,0	3,0	5,0	10,0	15,0	20,0	30,0	50,0	$\xi=1$
100	$0,193 \cdot 10^{-4}$	$0,241 \cdot 10^{-4}$	$0,364 \cdot 10^{-4}$	$0,455 \cdot 10^{-4}$	$0,647 \cdot 10^{-4}$	$0,820 \cdot 10^{-4}$	$0,990 \cdot 10^{-4}$	$0,133 \cdot 10^{-3}$	$0,210 \cdot 10^{-3}$	$0,637 \cdot 10^{-3}$
125	$0,593 \cdot 10^{-5}$	$0,734 \cdot 10^{-5}$	$0,109 \cdot 10^{-3}$	$0,135 \cdot 10^{-4}$	$0,188 \cdot 10^{-4}$	$0,235 \cdot 10^{-4}$	$0,280 \cdot 10^{-4}$	$0,369 \cdot 10^{-4}$	$0,558 \cdot 10^{-4}$	$0,261 \cdot 10^{-3}$
150	$0,226 \cdot 10^{-5}$	$0,278 \cdot 10^{-5}$	$0,408 \cdot 10^{-5}$	$0,501 \cdot 10^{-5}$	$0,689 \cdot 10^{-5}$	$0,852 \cdot 10^{-5}$	$0,101 \cdot 10^{-4}$	$0,130 \cdot 10^{-4}$	$0,191 \cdot 10^{-4}$	$0,126 \cdot 10^{-4}$
200	$0,393 \cdot 10^{-6}$	$0,479 \cdot 10^{-6}$	$0,687 \cdot 10^{-6}$	$0,833 \cdot 10^{-6}$	$0,112 \cdot 10^{-5}$	$0,136 \cdot 10^{-5}$	$0,158 \cdot 10^{-5}$	$0,200 \cdot 10^{-5}$	$0,282 \cdot 10^{-5}$	$0,334 \cdot 10^{-5}$
250	$0,122 \cdot 10^{-6}$	$0,148 \cdot 10^{-6}$	$0,209 \cdot 10^{-6}$	$0,251 \cdot 10^{-6}$	$0,333 \cdot 10^{-6}$	$0,401 \cdot 10^{-6}$	$0,463 \cdot 10^{-6}$	$0,573 \cdot 10^{-6}$	$0,794 \cdot 10^{-6}$	$0,137 \cdot 10^{-5}$
300	$0,484 \cdot 10^{-7}$	$0,584 \cdot 10^{-7}$	$0,820 \cdot 10^{-7}$	$0,981 \cdot 10^{-7}$	$0,129 \cdot 10^{-6}$	$0,154 \cdot 10^{-6}$	$0,177 \cdot 10^{-6}$	$0,218 \cdot 10^{-6}$	$0,295 \cdot 10^{-6}$	$0,681 \cdot 10^{-6}$
350	$0,215 \cdot 10^{-7}$	$0,258 \cdot 10^{-7}$	$0,359 \cdot 10^{-7}$	$0,426 \cdot 10^{-7}$	$0,458 \cdot 10^{-7}$	$0,563 \cdot 10^{-7}$	$0,755 \cdot 10^{-7}$	$0,925 \cdot 10^{-7}$	$0,124 \cdot 10^{-6}$	$0,367 \cdot 10^{-6}$
400	$0,111 \cdot 10^{-7}$	$0,132 \cdot 10^{-7}$	$0,183 \cdot 10^{-7}$	$0,217 \cdot 10^{-7}$	$0,281 \cdot 10^{-7}$	$0,333 \cdot 10^{-7}$	$0,378 \cdot 10^{-7}$	$0,460 \cdot 10^{-7}$	$0,608 \cdot 10^{-7}$	$0,221 \cdot 10^{-6}$
450	$0,579 \cdot 10^{-8}$	$0,692 \cdot 10^{-8}$	$0,951 \cdot 10^{-8}$	$0,112 \cdot 10^{-7}$	$0,145 \cdot 10^{-7}$	$0,171 \cdot 10^{-7}$	$0,193 \cdot 10^{-7}$	$0,234 \cdot 10^{-7}$	$0,193 \cdot 10^{-7}$	$0,135 \cdot 10^{-6}$
500	$0,346 \cdot 10^{-8}$	$0,413 \cdot 10^{-8}$	$0,565 \cdot 10^{-8}$	$0,666 \cdot 10^{-8}$	$0,854 \cdot 10^{-8}$	$0,100 \cdot 10^{-7}$	$0,113 \cdot 10^{-7}$	$0,127 \cdot 10^{-7}$	$0,178 \cdot 10^{-7}$	$0,913 \cdot 10^{-7}$
600	$0,136 \cdot 10^{-8}$	$0,162 \cdot 10^{-8}$	$0,220 \cdot 10^{-8}$	$0,258 \cdot 10^{-8}$	$0,328 \cdot 10^{-8}$	$0,364 \cdot 10^{-8}$	$0,432 \cdot 10^{-8}$	$0,516 \cdot 10^{-8}$	$0,664 \cdot 10^{-8}$	$0,449 \cdot 10^{-7}$
700	$0,677 \cdot 10^{-9}$	$0,801 \cdot 10^{-9}$	$0,108 \cdot 10^{-8}$	$0,127 \cdot 10^{-8}$	$0,160 \cdot 10^{-8}$	$0,186 \cdot 10^{-8}$	$0,209 \cdot 10^{-8}$	$0,249 \cdot 10^{-8}$	$0,317 \cdot 10^{-8}$	$0,263 \cdot 10^{-7}$
800	$0,342 \cdot 10^{-9}$	$0,403 \cdot 10^{-9}$	$0,542 \cdot 10^{-9}$	$0,632 \cdot 10^{-9}$	$0,795 \cdot 10^{-9}$	$0,922 \cdot 10^{-9}$	$0,103 \cdot 10^{-8}$	$0,122 \cdot 10^{-8}$	$0,155 \cdot 10^{-8}$	$0,156 \cdot 10^{-7}$
900	$0,187 \cdot 10^{-9}$	$0,220 \cdot 10^{-9}$	$0,294 \cdot 10^{-9}$	$0,342 \cdot 10^{-9}$	$0,429 \cdot 10^{-9}$	$0,495 \cdot 10^{-9}$	$0,553 \cdot 10^{-9}$	$0,652 \cdot 10^{-9}$	$0,820 \cdot 10^{-9}$	$0,980 \cdot 10^{-8}$
1000	$0,109 \cdot 10^{-9}$	$0,128 \cdot 10^{-9}$	$0,170 \cdot 10^{-9}$	$0,198 \cdot 10^{-9}$	$0,247 \cdot 10^{-9}$	$0,284 \cdot 10^{-9}$	$0,316 \cdot 10^{-9}$	$0,372 \cdot 10^{-9}$	$0,465 \cdot 10^{-9}$	$0,648 \cdot 10^{-8}$
1200	$0,418 \cdot 10^{-10}$	$0,490 \cdot 10^{-10}$	$0,648 \cdot 10^{-10}$	$0,749 \cdot 10^{-10}$	$0,929 \cdot 10^{-10}$	$0,107 \cdot 10^{-9}$	$0,118 \cdot 10^{-9}$	$0,138 \cdot 10^{-9}$	$0,172 \cdot 10^{-9}$	$0,212 \cdot 10^{-8}$
1400	$0,189 \cdot 10^{-10}$	$0,221 \cdot 10^{-10}$	$0,291 \cdot 10^{-10}$	$0,336 \cdot 10^{-10}$	$0,414 \cdot 10^{-10}$	$0,474 \cdot 10^{-10}$	$0,524 \cdot 10^{-10}$	$0,610 \cdot 10^{-10}$	$0,751 \cdot 10^{-10}$	$0,170 \cdot 10^{-9}$

Таблица 7.3. СОПРОТИВЛЕНИЕ И ПРОВОДИМОСТЬ ПЕРЕМЫЧЕК

Параметры	Условный диаметр, мм									
	100	125	150	200	250	300	350	400	450	500
Сопротивление $S, \text{м}^3/(\text{м}^3/\text{ч})^2$	$0,323 \cdot 10^{-3}$	$0,129 \cdot 10^{-3}$	$0,622 \cdot 10^{-4}$	$0,160 \cdot 10^{-4}$	$0,648 \cdot 10^{-5}$	$0,318 \cdot 10^{-5}$	$0,173 \cdot 10^{-5}$	$0,104 \cdot 10^{-5}$	$0,636 \cdot 10^{-6}$	$0,428 \cdot 10^{-6}$
Проводимость $A, \text{м}^3/\text{ч}/\text{м}^{0,5}$	55,6	88,0	127	250	393	561	760	981	1250	1530

Примечания. Сопротивление перемычек определено при $\xi=4,5$ и длинах перемычек: $d_y = 100-300$ мм; $l=2,0$ м; $d_y = 350-400$ мм; $l=3,0$ м; $d_y = 450-500$ мм; $l=4,0$ м.

При расходе $2520 \text{ м}^3/\text{ч}$ располагаемый напор у перемычек П2 и П3 составит:

$$\Delta H_{п2,3} = \Delta H_{п,3} - (S_1^{поп} + S_1^{гпр} + S_2^{поп} + S_2^{гпр} + S_3^{поп} + S_3^{гпр} + 2S_4)G_{п2,3}^2 = 140 - (0,403 \cdot 10^{-6} + 0,224 \cdot 10^{-6} + 0,635 \cdot 10^{-6} + 0,452 \cdot 10^{-6} + 0,275 \cdot 10^{-6} + 0,237 \cdot 10^{-6} + 2 \cdot 0,407 \cdot 10^{-6}) \cdot 2520^2 = 44,9 \text{ м.}$$

Сопротивление участка 5 и перемычки П1 равно:

$$S_{5,п1} = 2S_5 + S_{п1} = 2 \cdot 0,700 \cdot 10^{-4} + 0,622 \cdot 10^{-4} = 0,202 \cdot 10^{-3} \text{ м}/(\text{м}^3/\text{ч})^2.$$

Расход воды по участку 5 при испытаниях участков 3–4 составляет:

$$G_5 = \sqrt{\frac{\Delta H_{п2,3}}{S_{5,п1}}} = \sqrt{\frac{44,9}{0,202 \cdot 10^{-3}}} = 471 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

По перемычкам П2 и П3 при испытаниях участков 3–4 должен протекать расход воды

$$G_{п2,3} = G_{3-4} - G_5 = 2520 - 471 \approx 2050 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Сопротивление перемычек П2 и П3, необходимое для пропуска через них расхода $2050 \text{ м}^3/\text{ч}$, равно:

$$S_{п2,3}^н = \frac{\Delta H_{п2,3}}{G_{п2,3}^2} = \frac{44,9}{2050^2} = 0,107 \cdot 10^{-4} \text{ м}/(\text{м}^3/\text{ч})^2.$$

По табл. 7.4 выбирают диаметр перемычки П3 так, чтобы суммарное сопротивление параллельно включенных перемычек П2 и П3 было близким к величине необходимого сопротивления этих перемычек:

$$d_3 = 100 \text{ мм}, S_{п3} = 0,323 \cdot 10^{-4} \text{ м}/(\text{м}^3/\text{ч})^2.$$

При этом $S_{п2,3} = 0,107 \cdot 10^{-4} \text{ м}/(\text{м}^3/\text{ч})^2$.

Диаметр перемычки П5 определяют так же, как перемычки П3. Расход воды при испытаниях участков 1–2 вычисляют исходя из потерь напора по обратной линии первого участка 15 м:

$$G_{1-2} = \sqrt{\frac{\Delta H_1^{гпр}}{S_1^{гпр}}} = \sqrt{\frac{15}{0,224 \cdot 10^{-6}}} = 8180 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Располагаемый напор у перемычек П4 и П5 составит:

$$\Delta H_{п4,5} = \Delta H_{п,5} - (S_1^{поп} + S_1^{гпр} + S_2^{поп} + S_2^{гпр})G_{1-2}^2 = 140 - (0,403 \cdot 10^{-6} + 0,224 \cdot 10^{-6} + 0,635 \cdot 10^{-6} + 0,462 \cdot 10^{-6}) \cdot 8170^2 = 25,3 \text{ м.}$$

Сопротивление части испытываемой магистрали, расположенной за перемычками П4 и П5, находят следующим образом.

П1*

Сопротивление последовательно расположенного участка 5 и перемычки П1

$$S_{5,п1} = 0,202 \cdot 10^{-3} \text{ м}/(\text{м}^3/\text{ч})^2.$$

Сопротивление параллельно включенных участка 5 с перемычкой П1 и перемычек П2 и П3

$$S_{5,п1,2,3} = \frac{1}{\left(\frac{1}{\sqrt{S_{5,п1}}} + \frac{1}{\sqrt{S_{п2,3}}}\right)^2} = \frac{1}{\left(\frac{1}{\sqrt{0,202 \cdot 10^{-3}}} + \frac{1}{\sqrt{0,107 \cdot 10^{-4}}}\right)^2} = 0,707 \cdot 10^{-4} \text{ м}/(\text{м}^3/\text{ч})^2.$$

Сопротивление части испытываемой магистрали, расположенной за перемычками П4 и П5

$$S_{3-5,п1,2,3} = S_3^{поп} + S_3^{гпр} + 2S_4 + S_{5,п1,2,3} = 0,275 \cdot 10^{-5} + 0,237 \cdot 10^{-5} + 2 \cdot 0,407 \cdot 10^{-5} + 0,707 \cdot 10^{-5} = 0,203 \cdot 10^{-4} \text{ м}/(\text{м}^3/\text{ч})^2.$$

При испытаниях участков 1–2 расход сетевой воды по части испытываемой магистрали, расположенной за перемычками П4 и П5, составит:

$$G_{3-5} = \sqrt{\frac{\Delta H_{п4,5}}{S_{3-5,п1,2,3}}} = \sqrt{\frac{25,3}{0,203 \cdot 10^{-4}}} = 1120 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

По перемычкам П4 и П5 при испытаниях участков 1–2 расход воды должен составить:

$$G_{п4,5} = G_{1-2} - G_{3-5} = 8180 - 1120 = 7060 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Сопротивление перемычек П4 и П5, необходимое для пропуска через них расхода воды $7060 \text{ м}^3/\text{ч}$, равно:

$$S_{п4,5}^н = \frac{\Delta H_{п4,5}}{G_{п4,5}^2} = \frac{25,3}{7060^2} = 0,508 \cdot 10^{-6} \text{ м}/(\text{м}^3/\text{ч})^2.$$

По табл. 7.4 выбирают диаметр перемычки П5 так, чтобы суммарное сопротивление параллельно включенных перемычек П4 и П5 было близко к полученному значению:

$$d_5 = 300 \text{ мм}; S_{п5} = 0,318 \cdot 10^{-6} \text{ м}/(\text{м}^3/\text{ч})^2.$$

При этом $S_{п4,5} = 0,574 \cdot 10^{-6} \text{ м}/(\text{м}^3/\text{ч})^2$.

Если в процессе подбора перемычек оказывается необходимым использовать более двух

Таблица 7.4. СОПРОТИВЛЕНИЕ И ПРОВОДИМОСТЬ ДВУХ ПАРАЛЛЕЛЬНО ВКЛЮЧЕННЫХ ПЕРЕМЫЧЕК S , $W/(M^{\circ}/Ч)^{\circ}$; A , $\frac{M^{\circ}}{M^{\circ}}$

Условный диаметр шаровых перемычек, мм										
	100	125	150	200	250	300	350	400	450	500
$S = \frac{5 - 0,811 \cdot 10^{-6}}{A = 11,1}$										
100	$9,482 \cdot 10^{-6}$ 144	$0,323 \cdot 10^{-6}$ 176								
125	$0,299 \cdot 10^{-6}$ 183	$0,216 \cdot 10^{-6}$ 215	$0,155 \cdot 10^{-6}$ 254							
150	$0,107 \cdot 10^{-6}$ 306	$0,875 \cdot 10^{-6}$ 338	$0,704 \cdot 10^{-6}$ 377	$0,400 \cdot 10^{-6}$ 500						
200	$0,496 \cdot 10^{-6}$ 449	$0,432 \cdot 10^{-6}$ 481	$0,370 \cdot 10^{-6}$ 520	$0,242 \cdot 10^{-6}$ 643	$0,162 \cdot 10^{-6}$ 786					
250	$0,263 \cdot 10^{-6}$ 617	$0,237 \cdot 10^{-6}$ 649	$0,211 \cdot 10^{-6}$ 688	$0,152 \cdot 10^{-6}$ 811	$0,110 \cdot 10^{-6}$ 954	$0,797 \cdot 10^{-6}$ 1120				
300	$0,150 \cdot 10^{-6}$ 816	$0,139 \cdot 10^{-6}$ 848	$0,127 \cdot 10^{-6}$ 887	$0,980 \cdot 10^{-6}$ 1010	$0,756 \cdot 10^{-6}$ 1150	$0,574 \cdot 10^{-6}$ 1320	$0,433 \cdot 10^{-6}$ 1520			
350	$0,925 \cdot 10^{-6}$ 1040	$0,873 \cdot 10^{-6}$ 1070	$0,812 \cdot 10^{-6}$ 1110	$0,651 \cdot 10^{-6}$ 1230	$0,583 \cdot 10^{-6}$ 1370	$0,442 \cdot 10^{-6}$ 1540	$0,330 \cdot 10^{-6}$ 1740	$0,250 \cdot 10^{-6}$ 1950		
400	$0,583 \cdot 10^{-6}$ 1310	$0,557 \cdot 10^{-6}$ 1340	$0,525 \cdot 10^{-6}$ 1380	$0,444 \cdot 10^{-6}$ 1500	$0,372 \cdot 10^{-6}$ 1640	$0,306 \cdot 10^{-6}$ 1810	$0,248 \cdot 10^{-6}$ 2010	$0,201 \cdot 10^{-6}$ 2230	$0,160 \cdot 10^{-6}$ 2500	
450	$0,396 \cdot 10^{-6}$ 1530	$0,381 \cdot 10^{-6}$ 1620	$0,363 \cdot 10^{-6}$ 1660	$0,316 \cdot 10^{-6}$ 1780	$0,272 \cdot 10^{-6}$ 1920	$0,229 \cdot 10^{-6}$ 2090	$0,191 \cdot 10^{-6}$ 2280	$0,159 \cdot 10^{-6}$ 2510	$0,129 \cdot 10^{-6}$ 2780	$0,107 \cdot 10^{-6}$ 3030

Условный диаметр шаровых перемычек, мм

перемычек, то их общее сопротивление находят по формулам:

$$S_{\text{пз}} = 1/A_{\text{пз}}^2;$$

$$A_{\text{пз}} = A_{\text{п1}} + A_{\text{п2}} + A_{\text{п3}} + \dots,$$

где $A_{\text{п1}}$, $A_{\text{п2}}$, $A_{\text{п3}}$ и т.д. — проводимости перемычек, представляющие собой расходы по ним при потерях напора 1 м, $A_{\text{пз}}$ — суммарная проводимость параллельно включенных перемычек.

Величины проводимостей одной и двух параллельно включенных перемычек принимают по табл. 7.3 и 7.4.

Для окончательного определения расходов воды при испытаниях и построения ожидаемого пьезометрического графика проводят гидравлический расчет магистрали для каждого этапа испытаний при выбранных диаметрах перемычек. Целью расчета служит определение расходов воды для выбора измерительных диафрагм и напоров в камерах испытываемой магистрали для подбора манометров.

При испытаниях участков 1—2 все перемычки на магистрали должны быть открыты. Сопротивление магистрали с открытыми перемычками при этом составит:

$$S_{\text{м}(1-2)} = S_1^{\text{пол}} + S_1^{\text{пр}} + S_2^{\text{пол}} + S_2^{\text{пр}} +$$

$$+ \frac{1}{\left(\frac{1}{\sqrt{S_{\text{п1,5}}}} + \frac{1}{\sqrt{S_{\text{п1,2,3}}}}\right)^2} = 0,403 \cdot 10^{-6} +$$

$$+ 0,224 \cdot 10^{-6} + 0,635 \cdot 10^{-6} + 0,452 \cdot 10^{-6} +$$

$$+ \frac{1}{\left(\frac{1}{\sqrt{0,574 \cdot 10^{-6}}} + \frac{1}{\sqrt{0,203 \cdot 10^{-6}}}\right)^2} =$$

$$= 0,214 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/(\text{м}^3/\text{ч})^2.$$

Расчетный расход воды на участках 1—2 при их испытаниях, потери напора на них ΔH и пьезометрические напоры в их конце $H^{\text{пол}}$ и $H^{\text{пр}}$ соответственно равны:

$$G_{1-2}^{\text{р}} = \sqrt{\frac{\Delta H_{\text{м,т}}}{S_{\text{м}(1-2)}}} = \sqrt{\frac{140}{0,214 \cdot 10^{-5}}} =$$

$$= 8090 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$\Delta H_1^{\text{пол}} = S_1^{\text{пол}}(G_{1-2}^{\text{р}})^2 = 0,403 \cdot 10^{-6} \cdot 8090^2 = 26,4 \text{ м};$$

$$\Delta H_1^{\text{пр}} = S_1^{\text{пр}}(G_{1-2}^{\text{р}})^2 = 0,224 \cdot 10^{-6} \cdot 8090^2 = 14,7 \text{ м};$$

$$H_1^{\text{пол}} = (Z + H_0 + \Delta H)_{\text{м,т}} - \Delta H_1^{\text{пол}} - Z_1 =$$

$$= (100 + 20 + 140) - 26,4 - 95 = 138,6 \text{ м};$$

$$H_1^{\text{пр}} = (Z + H_0)_{\text{м,т}} + \Delta H_1^{\text{пр}} - Z_1 = (100 + 20) +$$

$$+ 14,7 - 95 = 39,7 \text{ м};$$

$$\Delta H_2^{\text{пол}} = S_2^{\text{пол}}(G_{1-2}^{\text{р}})^2 = 0,635 \cdot 10^{-6} \cdot 8090^2 = 41,6 \text{ м};$$

$$\Delta H_2^{\text{пр}} = S_2^{\text{пр}}(G_{1-2}^{\text{р}})^2 = 0,452 \cdot 10^{-6} \cdot 8090^2 = 29,6 \text{ м};$$

$$H_2^{\text{пол}} = Z_1 + H_1^{\text{пол}} - \Delta H_2^{\text{пол}} - Z_2 = 95 + 138,6 -$$

$$- 41,6 - 80 = 112,0 \text{ м};$$

$$H_2^{\text{пр}} = Z_1 + H_1^{\text{пр}} + \Delta H_2^{\text{пр}} - Z_2 = 95 + 39,7 +$$

$$+ 29,6 - 80 = 84,3 \text{ м}.$$

Располагаемый напор перед перемычками П4 и П5 составляет

$$\Delta H_{\text{п4,5}} = H_2^{\text{пол}} - H_2^{\text{пр}} = 112,0 - 84,3 = 27,7 \text{ м}.$$

Ожидаемый располагаемый напор при испытаниях перед перемычками П4 и П5 близок к полученному при выборе перемычек (25,3 м).

При испытаниях участков 3—4 перемычки П4 и П5 закрывают. Сопротивление магистрали при этом составит:

$$S_{\text{м}(3-4)} = S_1^{\text{пол}} + S_1^{\text{пр}} + S_2^{\text{пол}} + S_2^{\text{пр}} + S_{\text{п5,п1,2,3}}$$

$$= 0,403 \cdot 10^{-6} + 0,224 \cdot 10^{-6} + 0,635 \cdot 10^{-6} +$$

$$+ 0,452 \cdot 10^{-6} + 0,203 \cdot 10^{-6} =$$

$$= 0,220 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/(\text{м}^3/\text{ч})^2.$$

Расчетный расход по участкам 3—4 при их испытаниях, потери напора на участках магистрали и пьезометрические напоры в начале и конце участков 3—4 соответственно равны:

$$G_{3-4}^{\text{р}} = \sqrt{\frac{\Delta H_{\text{м,т}}}{S_{\text{м}(3-4)}}} = \sqrt{\frac{110}{0,220 \cdot 10^{-5}}} =$$

$$= 2520 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$\Delta H_1^{\text{пол}} = (S_1^{\text{пол}} + S_1^{\text{пр}})(G_{3-4}^{\text{р}})^2 =$$

$$= (0,403 \cdot 10^{-6} + 0,635 \cdot 10^{-6}) 2520^2 = 6,6 \text{ м};$$

$$\Delta H_1^{\text{пр}} = (S_1^{\text{пр}} + S_2^{\text{пр}})(G_{3-4}^{\text{р}})^2 =$$

$$= (0,224 \cdot 10^{-6} + 0,452 \cdot 10^{-6}) 2520^2 = 4,3 \text{ м};$$

$$H_2^{\text{пол}} = (Z + H_0 + \Delta H)_{\text{м,т}} - \Delta H_1^{\text{пол}} - Z_2 =$$

$$= (100 + 20 + 140) - 6,6 - 80 = 173,4 \text{ м};$$

$$H_2^{\text{пр}} = (Z + H_0)_{\text{м,т}} + \Delta H_1^{\text{пр}} - Z_2 =$$

$$= (100 + 20) + 4,3 - 80 = 44,3 \text{ м};$$

$$\Delta H_3^{\text{пол}} = S_2^{\text{пол}}(G_{3-4}^{\text{р}})^2 = 0,275 \cdot 10^{-5} \cdot 2520^2 = 17,5 \text{ м};$$

$$\Delta H_3^{\text{пр}} = S_2^{\text{пр}}(G_{3-4}^{\text{р}})^2 = 0,237 \cdot 10^{-5} \cdot 2520^2 = 15,1 \text{ м};$$

$$H_3^{\text{пол}} = Z_2 + H_2^{\text{пол}} - \Delta H_3^{\text{пол}} - Z_3 =$$

$$= 80 + 173,4 - 17,5 - 90 = 145,9 \text{ м};$$

$$H_3^{\text{пр}} = Z_2 + H_2^{\text{пр}} + \Delta H_3^{\text{пр}} - Z_3 =$$

$$= 80 + 44,3 + 15,1 - 90 = 49,4 \text{ м};$$

$$\Delta H_4^{\text{пол}} = \Delta H_4^{\text{пр}} = S_4(G_{3-4}^{\text{р}})^2 = 0,107 \cdot 10^{-5} \cdot 2520^2 =$$

$$= 25,8 \text{ м};$$

$$H_4^{\text{пол}} = Z_3 + H_3^{\text{пол}} - \Delta H_4^{\text{пол}} - Z_4 =$$

$$= 90 + 145,9 - 25,8 - 105 = 105,1 \text{ м};$$

$$H_4^{\text{пр}} = Z_3 + H_3^{\text{пр}} + \Delta H_4^{\text{пр}} - Z_4 =$$

$$= 90 + 49,4 + 25,8 - 105 = 60,2 \text{ м}.$$

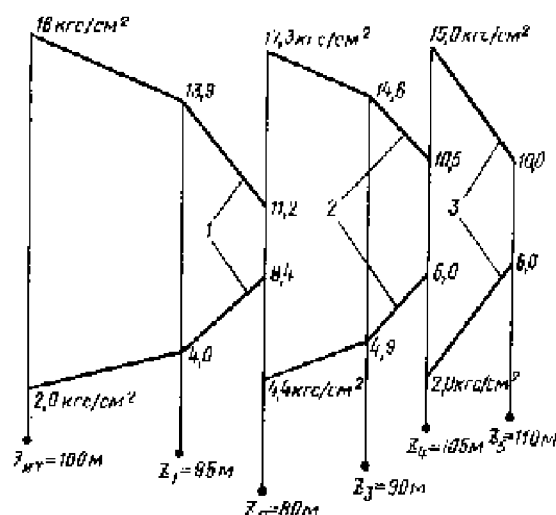


Рис. 7.4. Ожидаемые пьезометрические давления при испытаниях

1 — при испытаниях участков 1—2; 2 — при испытаниях участков 2—3; 3 — при испытаниях участка 3—5

Располагаемый напор перед переключками П2 и П3 составляет:

$$\Delta H_{2,3} = H_4^{\text{вод}} - H_3^{\text{обр}} = 105,1 - 60,2 = 44,9 \text{ м.}$$

Ожидаемый располагаемый напор при испытаниях перед переключками П4 и П5 равен полученному при выборе переключек.

При испытании участка 5 дополнительно закрывают переключки П2 и П3. Сопротивление магистрали при этом составляет

$$S_{\text{м}(5)} = S_1^{\text{вод}} + S_1^{\text{обр}} + S_2^{\text{вод}} + S_2^{\text{обр}} + S_3^{\text{вод}} + S_3^{\text{обр}} + 2S_4 + 2S_5 + S_{\text{п}} = 0,403 \cdot 10^{-6} + 0,224 \cdot 10^{-6} + 0,635 \cdot 10^{-6} + 0,452 \cdot 10^{-6} + 0,275 \cdot 10^{-6} + 0,237 \cdot 10^{-6} + 2 \cdot 0,407 \cdot 10^{-6} + 2 \cdot 0,700 \cdot 10^{-4} + 0,622 \cdot 10^{-4} = 0,217 \cdot 10^{-3} \text{ (м/м}^3/\text{ч)}^2.$$

Расчетный расход по участку 5 при его испытании, потери напора на участках магистрали и пьезометрические напоры в начале и конце участка 5 соответственно равны:

$$G_5^{\text{в}} = \sqrt{\frac{\Delta H_{\text{м.т}}}{S_{\text{м.т}}}} = \sqrt{\frac{140}{0,217 \cdot 10^{-3}}} = 803 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$\Delta H_{1-4}^{\text{вод}} = (S_1^{\text{вод}} + S_2^{\text{вод}} + S_3^{\text{вод}} + S_4) (G_5^{\text{в}})^2 = (0,403 \cdot 10^{-6} + 0,635 \cdot 10^{-6} + 0,275 \cdot 10^{-6} + 0,407 \cdot 10^{-6}) 803^2 = 5,1 \text{ м};$$

$$\Delta H_{1-4}^{\text{обр}} = (S_1^{\text{обр}} + S_2^{\text{обр}} + S_3^{\text{обр}} + S_4^{\text{обр}}) (G_5^{\text{в}})^2 = (0,224 \cdot 10^{-6} + 0,452 \cdot 10^{-6} + 0,237 \cdot 10^{-6} + 0,407 \cdot 10^{-6}) 803^2 = 4,6 \text{ м};$$

$$H_4^{\text{вод}} = (Z + H_0 + \Delta H)_{\text{м.т.}} - \Delta H_{1-4}^{\text{вод}} - Z_4 = (100 + 20 + 140) - 5,1 - 105 = 149,9 \text{ м};$$

$$H_4^{\text{обр}} = (Z + H_0)_{\text{м.т.}} + \Delta H_{1-4}^{\text{обр}} - Z_4 = (100 + 20) + 4,6 - 105 = 19,6 \text{ м.}$$

$$\Delta H_5^{\text{вод}} = \Delta H_5^{\text{обр}} = S_5 (G_5^{\text{в}})^2 = 0,700 \cdot 10^{-4} \cdot 803^2 = 45,1 \text{ м};$$

$$H_5^{\text{вод}} = Z_4 + H_4^{\text{вод}} - \Delta H_5^{\text{вод}} - Z_5 = 105 + 149,9 - 45,1 - 110 = 99,8 \text{ м};$$

$$H_5^{\text{обр}} = Z_4 + H_4^{\text{обр}} + \Delta H_5^{\text{обр}} - Z_5 = 105 + 19,6 + 45,1 - 110 = 59,7 \text{ м}$$

Располагаемый напор перед переключкой П1 составляет

$$\Delta H_{1,5} = H_5^{\text{вод}} - H_5^{\text{обр}} = 99,8 - 59,7 = 40,1 \text{ м.}$$

Ожидаемый располагаемый напор при испытаниях перед переключкой П1 практически равен полученному при выборе переключки (40,3 м).

Расчетные расходы воды, по которым выбирают отверстия измерительных диафрагм на источнике теплоты и пределы измерений манометров, устанавливаемых у источника теплоты и в концевых камерах испытываемых участков, приведены для каждого этапа испытаний в табл. 7.5.

Величины ожидаемых давлений (показаний манометров) в точках измерений для каждого этапа испытаний приведены на рис. 7.4.

Проведение испытаний. Испытания начинают с определения геодезических отметок точек наблюдения относительно нулевой точки, за которую, как правило, принимают отметку манометра, установленного на выходном коллекторе источника теплоты, или самую низкую точку сети. Геодезические отметки находят путем одновременного снятия показаний манометров при статическом режиме (сетевые насосы остановлены) и поддержании заданного давления в обратном коллекторе с помощью подпиточных насосов. Отметки определяют при двух режимах, различающихся на 0,5–1 кгс/см².

При статическом режиме необходимо снять не менее 10 показаний манометров с интервалом 5 мин. Задвижки в источнике теплоты на испытываемых магистралях и циркуляционных переключках при статическом режиме должны быть открыты.

По данным статических испытаний, геодезическую поправку определяют по формуле

$$h_r = \frac{(P_0 - P_r) 10^4}{\gamma}, \quad (7.2)$$

где P_0 и P_r — манометрическое давление при статическом режиме соответственно в нулевой и данной точках, кгс/см²; γ — плотность воды, соответствующая ее температуре во время испытаний, кгс/м³.

Таблица 7.5. РАСЧЕТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ

Испытания	Расчетный расход воды, м ³ /ч	Пределы измерений манометров для подающей и обратной линий, кгс/см ²											
		источник теплоты		участок									
				1		2		3		4		5	
		P ₁	P ₂	P ₁	P ₂	P ₁	P ₂	P ₁	P ₂	P ₁	P ₂	P ₁	P ₂
Участков 1—2	8000	25	6	25	6	16	16	—	—	—	—	—	—
Участков 3—4	2500	—	—	—	—	25	6	25	10	16	10	—	—
Участка 5	800	—	—	—	—	—	—	—	—	25	6	16	10

На результаты измерений значительное влияние оказывают утечки воды. Поэтому при испытаниях следует тщательно следить за величиной подпитки, чтобы она при статическом режиме была близка к нулю, а при работе сетевых насосов не превышала 1% количества воды, циркулирующей в сети. При больших утечках испытания прекращают до устранения утечки.

Перед выполнением основных испытаний проводят пробные испытания при работающих сетевых насосах со снятием показаний всех установленных приборов. Во время пробных испытаний проверяют достаточность потерь напора на участках, правильность выбора пределов измерения манометров и работу дифманометра. Если пробные испытания покажут, что при принятом режиме потери напора недостаточны, необходимо увеличить скорость (расход) воды в тепловой сети путем включения дополнительных переключателей или крупных потребителей, увеличения напора на выводах с источника теплоты и т. п.

Основные гидравлические испытания проводят при максимально возможном расходе воды и расходе, сокращенном до 70—80% максимального. Испытания при максимальном расходе воды позволяют получить наиболее надежные результаты за счет максимального падения давления. Испытания с сокращенным расходом воды проводят для проверки величин падения давления, полученных при максимальном расходе. По каждому режиму следует снять не менее 15 показаний приборов с интервалом 5 мин.

Соответствие результатов испытаний при максимальном расходе воды результатам, полученным при сниженном расходе, проверяют по квадратичной зависимости

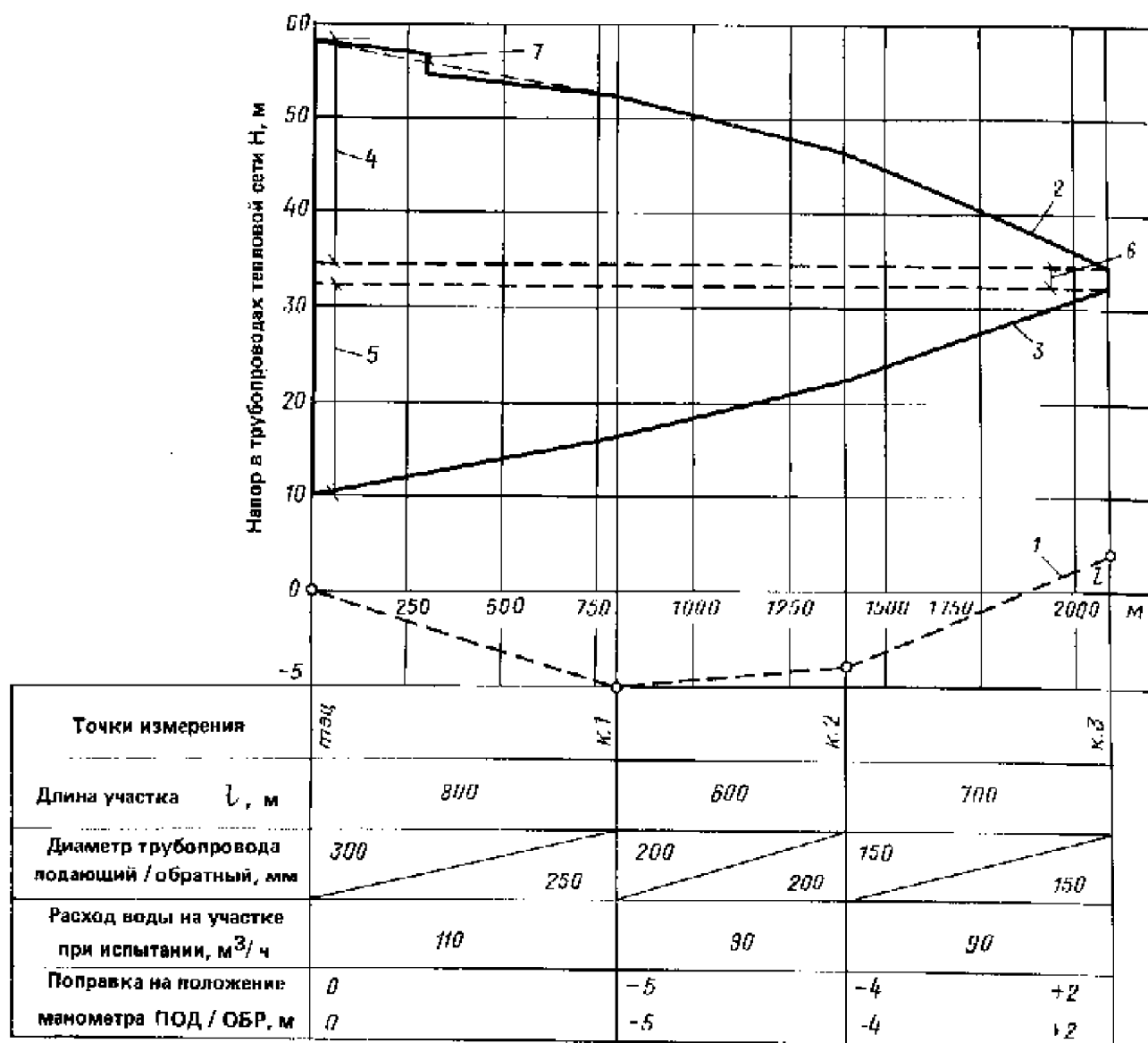
$$\frac{\Delta H_1}{\Delta H_2} = \left(\frac{G_1}{G_2} \right)^2,$$

где ΔH_1 и ΔH_2 — потери напора на участке соответственно при максимальном и сниженном расходах воды, м; G_1 и G_2 — соответственно максимальный и сниженный расходы воды при испытаниях, м³/ч.

Сетевые и подпиточные насосы испытывают при расходах воды, изменяемых в пределах от нуля до максимально возможного расхода и от максимально возможного до нуля. Подачу насоса изменяют с помощью задвижки на нагнетательном патрубке насоса. При испытаниях измеряют расход сетевой (подпиточной) воды, давление на всасывающем и нагнетательном патрубках (манометры устанавливают на одной высоте), мощность, потребляемую электродвигателем при различных режимах. При изменении расхода сетевой воды от нуля до максимального выполняют не менее пяти замеров одновременно по всем приборам и столько же при изменении расхода от максимального до нуля.

Гидравлическое сопротивление коммуникаций сетевой воды в источнике теплоты определяют от обратного до подающего коллектора на выводах тепловой сети. Испытания проводят при различных схемах включения оборудования, соответствующих условиям эксплуатации, при двух режимах работы сетевых насосов и одном статическом. На каждом режиме проводят не менее пяти измерений. Каждый подогреватель (водогрейный котел, бойлер) испытывают отдельно. При испытаниях измеряют расход воды через испытываемый подогреватель и давление воды на входе и выходе из подогревателя. Остальные параллельно присоединенные подогреватели должны быть надежно отключены.

Обработка материалов испытаний. Для расчетов используют показания приборов при максимальном расходе воды, которые являются наиболее надежными. Показания приборов обрабатывают следующим образом. Выбирают 10 показаний приборов, последовательных по



времени и соответствующих наиболее стабильному режиму. Среднеарифметическое значение выбранных показаний принимают за основу дальнейших расчетов. К усредненному показанию манометра вносят поправку согласно паспорту госповерки, а затем градусные показания манометра переводят в кгс/см². По величинам давлений с учетом поправок на погрешность и положение манометра по формуле (7.2) определяют полные напоры в начале и конце каждого участка:

$$H_n = \frac{P_n \cdot 10^4}{\gamma} + h_n;$$

$$H_k = \frac{P_k \cdot 10^4}{\gamma} + h_k,$$

где P_n и P_k — истинное давление (с учетом погрешности манометра) в трубопроводе соответственно в начале и конце участка, кгс/см²; h_n и h_k — геодезические поправки на положение манометров в начале и конце участка, м; γ — плотность воды при испытаниях, кгс/м³.

Рис. 7.5. График напора в тепловых сетях
1 — условный профиль испытываемой магистрали; 2 — линия напоров в подающей магистрали; 3 — линия напора в обратной магистрали; 4 — потери напора в подающей магистрали; 5 — потери напора в обратной магистрали; 6 — потери напора в перемычке; 7 — потери напора в диафрагме

По величине разности полных напоров в начале и конце участка находят величину общей потери напора на участке

$$\Delta H = H_n - H_k. \quad (7.3)$$

Для участков, на которых установлены измерительные диафрагмы, потеря напора в диафрагме должна исключаться из вычисленной по формуле (7.3) общей потери напора на участке. С достаточной степенью точности потеря напора в диафрагме составит

$$\Delta h = \frac{h \left(1 - \frac{d^2}{D_0^2}\right) 12,6}{1000},$$

где h — перепад давлений по дифманометру, мм рт. ст.; d — диаметр мерного отверстия измерительной диафрагмы, мм; D_0 — внутренний диаметр трубопровода в месте установки диафрагмы, мм; 12,6 — коэффициент перевода мм рт. ст. в мм вод. ст.

Затем определяют потери напора в м в местных сопротивлениях каждого участка

$$\Delta H_m = \sum \xi \frac{G^2}{1,57 \cdot 10^8 D_0^5},$$

где $\sum \xi$ — сумма коэффициентов местных сопротивлений; G — расход воды м³/ч; D_0 — внутренний диаметр трубы, м.

Далее определяют линейные (на трение) потери напора

$$\Delta H_L = \Delta H - \Delta H_m,$$

рассчитывают удельные линейные потери напора на участке

$$R = \frac{\Delta H_L}{l},$$

где l — длина участка, м.

Находят коэффициент трения

$$\lambda = \frac{RD_0^3}{G^2} \cdot 1,57 \cdot 10^8.$$

Эквивалентную шероховатость K , мм, определяют из соотношения

$$\lg \frac{D_0}{2K} = 0,5 \sqrt{\frac{1}{\lambda}} - 0,87.$$

Для анализа результатов испытаний строят график напоров в тепловой сети при испытаниях (рис. 7.5). Повышенные удельные потери напора на отдельных участках свидетельствуют о местных засорах трубопровода, неисправности запорной арматуры, наличии внутренних наплывов в сварных соединениях и т. д. Фактические величины эквивалентной шероховатости используют при последующей разработке гидравлических режимов тепловой сети для определения поправочного коэффициента β к гидравлическим потерям в трубопроводах.

7.2. ТЕПЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ И НОРМИРОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ

Тепловые испытания проводят с целью нормирования тепловых потерь через изоляцию трубопроводов. По результатам тепловых испытаний находят также фактические тепловые

потери через изоляцию за любой прошедший период работы тепловой сети.

Общие положения. Тепловые потери нормируют для предстоящего периода работы конкретной тепловой сети и представляют собой ожидаемые потери за 1 год или 1 мес. Фактические тепловые потери определяют за любой истекший период работы тепловой сети.

Нормируемые эксплуатационные тепловые потери водяной тепловой сети через изоляцию трубопроводов устанавливают экспериментально путем проведения специальных тепловых испытаний сети. Целью испытаний является определение тепловых потерь различными типами прокладок и конструкциями изоляции трубопроводов, характерными для данной тепловой сети. По результатам испытаний оценивают конкретные условия работы прокладок и состояние изоляции испытываемых трубопроводов. В связи с этим испытаниям следует подвергать те участки сети, у которых тип прокладки и конструкции изоляций являются преобладающими для данной сети. Это облегчает распространение результатов испытаний на тепловую сеть в целом.

Непосредственной задачей испытаний водяной сети является определение тепловых потерь испытываемыми участками при выбранном режиме.

Экспериментальное определение тепловых потерь через изоляцию трубопроводов следует проводить периодически: по мере расширения и реконструкции тепловой сети, изменения теплотехнических показателей изоляции трубопроводов в процессе их эксплуатации, замены изоляции на отдельных участках и т. п.

Испытания по определению тепловых потерь в тепловых сетях необходимо проводить не реже одного раза в 5 лет.

Нормируемые значения тепловых потерь с утечкой воды из тепловых сетей определяют на основании часовой утечки воды, регламентируемой Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей (М.: Энергия, 1977).

Определение нормируемых тепловых потерь. Нормирование эксплуатационных тепловых потерь через изоляцию трубопроводов. При определении нормируемых значений часовых среднегодовых эксплуатационных тепловых потерь через изоляцию трубопроводов для тепловой сети в целом

на основе данных испытаний отдельных участков этой сети в качестве исходных принимают следующие положения:

для испытанных участков сети используют значения измеренных тепловых потерь с пересчетом на среднегодовой режим работы тепловой сети;

для участков тепловой сети, не подвергшихся испытаниям, но имеющих типы прокладки и конструкции изоляции, аналогичные испытанным участкам, используют нормативные значения среднегодовых тепловых потерь для данной тепловой сети с введением в них поправочных коэффициентов K , значения которых принимают по результатам тепловых испытаний;

для участков тепловой сети, не подвергшихся испытаниям и имеющих типы прокладок или конструкции изоляции, отличные от испытанных участков, принимают нормативные значения среднегодовых тепловых потерь без введения в них поправочных коэффициентов,

нормируемые значения среднегодовых эксплуатационных потерь по тепловой сети в целом получают суммированием тепловых потерь по охарактеризованным выше группам участков.

Нормативные (проектные) значения среднегодовых тепловых потерь данной тепловой сети определяются исходя из действующих норм тепловых потерь для различных типов прокладок сетей, на основании которых запроектирована тепловая изоляция тех или иных участков данной сети. («Нормы проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования электростанций и тепловых сетей», Госэнергоиздат, 1959). Структура норм тепловых потерь одинакова (табл. 7.6 и 7.7).

В этих таблицах значения удельных тепловых потерь для двухтрубных водяных сетей, дифференцированных по типам прокладок, приведены для каждого наружного диаметра труб и нескольких значений разности среднегодовых температур воды и окружающей среды (грунта при подземной и воздуха при надземной прокладке). Для подземной прокладки значения удельных тепловых потерь приводят суммарно по обоим трубопроводам, для надземной прокладки — по одному трубопроводу. Поскольку приведенные в табл. 7.6 и 7.7 значения разности температур воды и окружающей среды, как правило, отличаются

от разности температур для данной тепловой сети, необходим пересчет этих значений на разность среднегодовых температур, соответствующую условиям работы данной тепловой сети.

Нормативные значения среднегодовых тепловых потерь для данной тепловой сети определяют по следующим формулам:

для участков подземной прокладки

$$Q_{\text{ср}}^{\text{п.п.}} = \sum \beta q_{\text{н.п.}} l, \quad (7.4)$$

для участков надземной прокладки

$$Q_{\text{ср}}^{\text{н.п.}} = \sum \beta q_{\text{н.н.}} l, \quad (7.5)$$

$$Q_{\text{ср}}^{\text{о.п.}} = \sum \beta q_{\text{н.о.}} l, \quad (7.6)$$

где $Q_{\text{ср}}^{\text{п.п.}}$, $Q_{\text{ср}}^{\text{н.п.}}$ и $Q_{\text{ср}}^{\text{о.п.}}$ — нормативные среднегодовые тепловые потери соответственно для участков подземной прокладки, подающего и обратного трубопроводов участков надземной прокладки, ккал/ч; $q_{\text{н}}$ — нормативные значения удельных тепловых потерь подающего и обратного трубопроводов водяных тепловых сетей при подземной прокладке для каждого диаметра труб, ккал/(м·ч); $q_{\text{н.п.}}$ и $q_{\text{н.о.}}$ — нормативные значения удельных тепловых потерь соответственно подающего и обратного трубопроводов для каждого диаметра труб при надземной прокладке, ккал/(м·ч); l — длина участка тепловой сети, характеризующегося одинаковым диаметром трубопроводов и типом прокладки, м; β — коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий тепловые потери арматуры, опор и компенсаторов.

Нормативные значения удельных тепловых потерь определяют, исходя из действующих норм отдельно для участков подземной и надземной прокладки применительно к среднегодовым условиям работы данной тепловой сети.

Значения $q_{\text{н}}$ для различных диаметров трубопроводов подземной прокладки определяют путем линейной интерполяции (или экстраполяции) между табличными значениями удельных тепловых потерь при разностях температур 52,5 и 65°C (или 65 и 75°C) на разность среднегодовых температур воды и грунта для данной тепловой сети (см. табл. 7.6).

Значения $q_{\text{н.п.}}$ и $q_{\text{н.о.}}$ для различных диаметров трубопроводов надземной прокладки определяют путем линейной интерполяции между табличными значениями удельных тепловых потерь при разностях температур 70 и 95°C для подающей линии и 45 и 70°C для обратной линии. Интерполяцию проводят на разность среднегодовых температур воды и соответствующей линии и окружающего воздуха для данной тепловой сети (см. табл. 7.7).

Разность среднегодовых температур теплоносителя и окружающей среды для данной тепловой сети определяют на основании средних за год температур наружного воздуха и грунта на уровне заложения теплопроводов, принци-

Таблица 7.6. НОРМЫ ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ $q_{\text{н}}$ ИЗОЛИРОВАННЫМИ ВОДЯНЫМИ ТЕПЛОПРОВОДАМИ ПРИ ПОДЗЕМНОЙ БЕСКАНАЛЬНОЙ ПРОКЛАДКЕ И ПРОКЛАДКЕ В НЕПРОХОДНЫХ КАНАЛАХ С РАСЧЕТНОЙ СРЕДНЕГОДОВОЙ ТЕМПЕРАТУРОЙ ГРУНТА 5°C НА ГЛУБИНЕ ЗАЛОЖЕНИЯ ТЕПЛОПРОВОДОВ

Наружный диаметр трубы $d_{\text{н}}$, мм	Нормы тепловых потерь, ккал/(м·ч), для двухтрубной прокладки при разности среднегодовых температур воды и грунта, °C			Наружный диаметр трубы $d_{\text{н}}$, мм	Нормы тепловых потерь, ккал/(м·ч), для двухтрубной прокладки при разности среднегодовых температур воды и грунта, °C		
	52,5	65	75		52,5	65	75
32	45	52	58	377	—	183	202
57	56	65	72	426	—	203	219
76	64	74	82	478	—	223	241
89	69	80	88	529	—	243	261
108	76	88	96	630	—	277	298
159	94	107	117	720	—	306	327
219	113	130	142	820	—	341	364
273	132	150	163	920	—	373	399
325	149	168	183	1020	—	410	436

Таблица 7.7. НОРМЫ ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ $q_{\text{н}}$ ИЛИ $q_{\text{пл}}$ ОДНИМ ИЗОЛИРОВАННЫМ ВОДЯНЫМ ТЕПЛОПРОВОДОМ ПРИ НАДЗЕМНОЙ ПРОКЛАДКЕ С РАСЧЕТНОЙ СРЕДНЕГОДОВОЙ ТЕМПЕРАТУРОЙ НАРУЖНОГО ВОЗДУХА 5°C

Наружный диаметр трубопровода, мм	Нормы тепловых потерь, ккал/(м·ч)				Наружный диаметр трубопровода, мм	Нормы тепловых потерь, ккал/(м·ч)			
	Разность среднегодовых температур воды и воздуха, °С					Разность среднегодовых температур воды и воздуха, °С			
	45	70	95	120		45	70	95	120
32	15	23	31	38	325	60	80	100	120
48	18	27	36	45	377	71	93	114	135
57	21	30	40	49	426	82	105	128	150
76	25	35	45	55	478	89	113	136	160
89	28	38	50	60	529	95	120	145	170
108	31	43	55	67	630	104	133	160	190
133	35	48	60	74	720	115	145	176	206
159	38	50	65	80	820	135	168	200	233
194	42	58	73	88	920	155	190	225	260
219	46	60	78	95	1020	180	220	255	292
273	53	70	87	107	1420	230	280	325	380

мемых по климатологическим справочникам или по данным ближайшей метеорологической станции. Среднегодовые температуры воды в подающей и обратной линиях тепловой сети находят как среднеарифметические из среднемесячных температур ее в соответствующих линиях за весь период работы сети в течение года. Среднемесячные температуры воды определяют по утвержденному эксплуатационному температурному графику при среднемесячной температуре наружного воздуха.

Значение коэффициента β в соответствии с действующими СНиП «Тепловые сети. Нормы проектирования» принимают для беска-

нальной прокладки 1,15, для канальной — 1,2 и для надземной прокладки — 1,25.

В формулах (7.4)–(7.6) суммирование производят по всем участкам тепловой сети, не подвергающимся тепловым испытаниям, отдельно для участков с типами прокладки и конструкциями изоляции, аналогичными испытанным и отличающимися от них.

Нормируемые значения часовых среднегодовых эксплуатационных тепловых потерь по каждой группе участков определяют отдельно для подземной и надземной прокладок следующим образом.

Нормируемые значения тепловых потерь по

участкам, подвергнутым испытаниям, находят по формулам (7.32) — (7.34).

Нормируемые значения тепловых потерь по участкам, не подвергнутым испытаниям, но имеющим типы прокладки и конструкции изоляции, аналогичные испытанным участкам, находят по формулам:

для подземной прокладки

$$Q_{н.г}^{ср.г} = Q_{н.г}^{ср.г} K; \quad (7.7)$$

для надземной прокладки

$$Q_{н.п.г}^{ср.г} = Q_{н.п.г}^{ср.г} K_n; \quad (7.8)$$

$$Q_{н.о.г}^{ср.г} = Q_{н.о.г}^{ср.г} K_o, \quad (7.9)$$

где $Q_{н.г}^{ср.г}$, $Q_{н.п.г}^{ср.г}$ и $Q_{н.о.г}^{ср.г}$ — нормируемые значения часовых среднегодовых эксплуатационных тепловых потерь соответственно для участков подземной прокладки и для участков подающей и обратной линий надземной прокладки, ккал/ч.

Коэффициенты K , K_n и K_o определяют по результатам тепловых испытаний.

Нормируемые значения тепловых потерь по участкам, не подвергнутым испытаниям и имеющим типы прокладок и конструкции изоляции, отличные от испытанных участков, находят по формулам (7.7) — (7.9) без введения коэффициентов.

Нормируемые значения среднегодовых эксплуатационных тепловых потерь через изоляцию трубопроводов тепловой сети в целом устанавливают отдельно для подземной и надземной прокладок (а для последней и отдельно по обеим линиям сети) путем суммирования тепловых потерь по всем группам участков:

$$Q_{подз}^{ср.г} = Q_{н.г}^{ср.г} + Q_{н.п.г}^{ср.г} + Q_{н.о.г}^{ср.г}; \quad (7.10)$$

$$Q_{надз.п}^{ср.г} = Q_{н.п.г}^{ср.г} + Q_{н.п.г}^{ср.г} + Q_{н.п.г}^{ср.г}; \quad (7.11)$$

$$Q_{надз.о}^{ср.г} = Q_{н.о.г}^{ср.г} + Q_{н.о.г}^{ср.г} + Q_{н.о.г}^{ср.г}, \quad (7.12)$$

где $Q_{подз}^{ср.г}$, $Q_{надз.п}^{ср.г}$ и $Q_{надз.о}^{ср.г}$ — нормируемые значения среднегодовых часовых эксплуатационных тепловых потерь для конкретной тепловой сети соответственно для подземной прокладки и для подающей и обратной линии надземной прокладки, Гкал/ч; $Q_{н.г}^{ср.г}$, $Q_{н.п.г}^{ср.г}$ и $Q_{н.о.г}^{ср.г}$ — нормируемые значения часовых среднегодовых эксплуатационных тепловых потерь для участков, подвергнутых испытаниям, соответственно при подземной и надземной прокладке в м (для последней — отдельно по обеим линиям сети), Гкал/ч; $Q_{н.г}^{ср.г}$, $Q_{н.п.г}^{ср.г}$ и $Q_{н.о.г}^{ср.г}$ — нормируемые значения часовых среднегодовых эксплуатационных тепловых потерь для участков, не подвергнутых испытаниям и имеющих типы прокладок и конструкции изоляции, отличные от испытанных участков, соответственно при подземной и надземной прокладке (для последней — отдельно по обеим линиям сети), Гкал/ч.

Нормируемые значения месячных тепловых потерь через изоляцию трубопроводов для тепловой сети в целом определяются по формуле

$$Q_{из}^{мес} = (Q_{подз}^{ср.м} + Q_{надз.п}^{ср.м} + Q_{надз.о}^{ср.м}) n, \quad (7.13)$$

где $Q_{из}^{мес}$ — нормируемое значение месячных тепловых потерь через изоляцию трубопроводов, Гкал; $Q_{подз}^{ср.м}$, $Q_{надз.п}^{ср.м}$ и $Q_{надз.о}^{ср.м}$ — нормируемые значения часовых тепловых потерь соответственно для участков сети подземной и надземной прокладок (подающей и обратной линий), определенные применительно к среднемесячным температурам воды и окружающей среды, Гкал/ч; n — продолжительность работы сети в данном месяце, ч.

Пересчет нормируемых значений средние годовых тепловых потерь $Q_{подз}^{ср.г}$, $Q_{надз.п}^{ср.г}$ и $Q_{надз.о}^{ср.г}$ на их среднемесячные значения $Q_{подз}^{ср.м}$, $Q_{надз.п}^{ср.м}$ и $Q_{надз.о}^{ср.м}$ производится отдельно для участков сети подземной и надземной прокладок (подающей и обратной линий) по следующим формулам:

для участков подземной прокладки

$$Q_{подз}^{ср.м} = Q_{подз}^{ср.г} \frac{t_{п}^{ср.м} + t_{о}^{ср.м} + 2t_{г}^{ср.м}}{t_{п}^{ср.г} + t_{о}^{ср.г} - 2t_{г}^{ср.г}}; \quad (7.14)$$

для участков подающей линии надземной прокладки

$$Q_{надз.п}^{ср.м} = Q_{надз.п}^{ср.г} \frac{t_{п}^{ср.м} - t_{г}^{ср.м}}{t_{п}^{ср.г} - t_{г}^{ср.г}}; \quad (7.15)$$

для участков обратной линии надземной прокладки

$$Q_{надз.о}^{ср.м} = Q_{надз.о}^{ср.г} \frac{t_{о}^{ср.м} - t_{г}^{ср.м}}{t_{о}^{ср.г} - t_{г}^{ср.г}}, \quad (7.16)$$

где $t_{п}^{ср.м}$ и $t_{о}^{ср.м}$ — ожидаемые среднемесячные температуры воды в подающей и обратной линиях тепловой сети, определенные по эксплуатационному температурному графику при среднемесячной температуре наружного воздуха $t_{г}^{ср.м}$, °С; $t_{п}^{ср.г}$ и $t_{о}^{ср.г}$ — среднегодовые температуры воды в подающей и обратной линиях тепловой сети, определенные как среднеарифметические из ожидаемых среднемесячных температур ее в соответствующих линиях за весь период работы сети в течение года, °С; $t_{г}^{ср.м}$ и $t_{г}^{ср.г}$ — среднемесячная и среднегодовая температура грунта на глубине заложения теплопроводов, °С; $t_{г}^{ср.м}$ и $t_{г}^{ср.г}$ — среднемесячная и среднегодовая температура наружного воздуха, °С.

Для тех месяцев, в течение которых производится перевод круглогодично эксплуатируемой сети с отопительного на летний режим работы, подсчет нормируемых значений тепловых потерь выполняют отдельно по соответствующим периодам этих месяцев с подстановкой в формулу (7.13) вместо n числа часов работы сети в течение данного периода.

Нормируемые значения годовых тепловых потерь через изоляцию трубопроводов по тепловой сети в целом определяют как сумму нормируемых значений месячных тепловых потерь.

При необходимости нормируемые годовые тепловые потери через изоляцию могут быть определены как доля нормируемого годового отпуска теплоты.

Тепловые испытания. Задачи испытаний и последовательность работ. Во время тепловых испытаний водяной тепловой сети выявляют тепловые потери через изоляцию трубопроводов испытываемыми участками сети при выбранном режиме и сопоставляют их с нормативными значениями по тем же участкам.

Перед проведением испытаний необходимо восстановить разрушенную тепловую изоляцию, осушить камеры тепловых сетей, привести в порядок дренажи, организовать сток поверхностных вод с трассы и т. п.

Испытания водяной сети предусматривают выполнение следующих работ: анализ материалов по тепловой сети; выбор участков сети, подлежащих испытаниям; расчет параметров испытаний; подготовку сети и оборудования к испытаниям; подготовку измерительной аппаратуры; проведение тепловых испытаний; обработку данных, полученных при испытаниях; сопоставление измеренных при испытаниях тепловых потерь с нормативными.

Анализ материалов по тепловой сети. Подготовка к испытаниям должна начинаться с детального анализа схемы тепловой сети, оборудования подогревательной установки, типов прокладки, конструкции изоляции и состояния ее на отдельных участках сети.

В процессе подготовки составляют таблицу с данными по характеристике сети, в которой указывают диаметр и длину труб по участкам, конструкцию изоляции и типы прокладки (подземная бесканальная и в непроходных каналах, надземная вне помещений). Образец таблицы приведен в примере расчета тепловых потерь через изоляцию трубопроводов.

Для пересчета полученных при испытаниях результатов на различные эксплуатационные режимы работы сети и определения температурных параметров испытаний используют климатологические данные для того населенного пункта, в котором расположена испытываемая сеть:

среднегодовые температуры грунта $t_{gr}^{ср}$ на среднем уровне оси теплопроводов при подземной прокладке и наружного воздуха $t_a^{ср}$ при надземной прокладке вне помещений; среднемесячные температуры грунта $t_{gr}^{м}$ на среднем уровне оси теплопроводов при подземной прокладке и наружного воздуха по каждому месяцу в отдельности.

Эти данные следует принимать как многолетние по материалам ближайшей к данному населенному пункту метеостанции или из соответствующих справочников.

Выбор участков сети, подлежащих испытаниям. Испытаниям следует подвергать участки сети, у которых тип прокладки и конструкции изоляции являются преобладающими для данной сети.

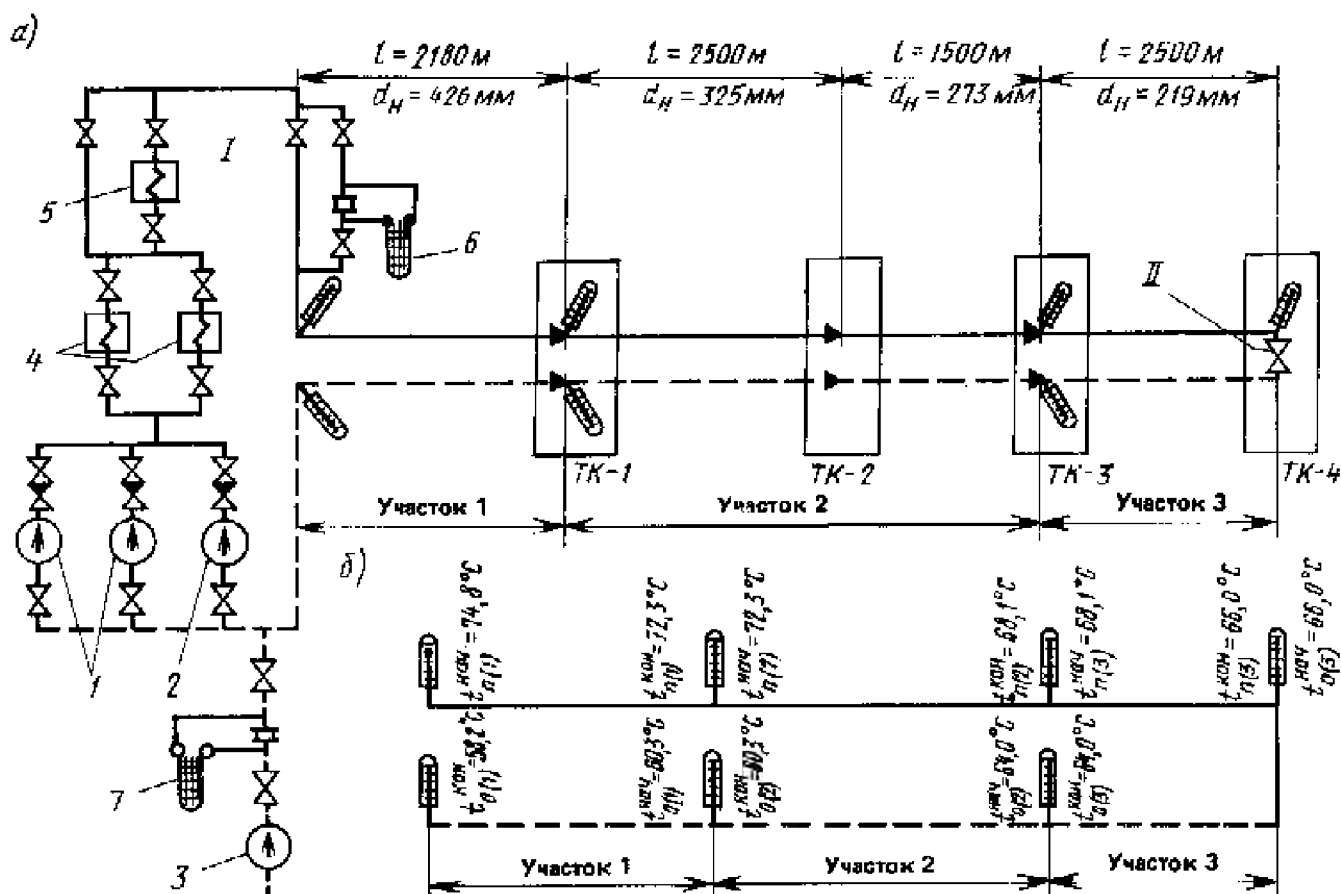
Испытания по определению тепловых потерь двухтрубной водяной тепловой сети необходимо проводить на циркуляционном кольце, состоящем из подающей и обратной линии с перемычкой между ними на конечном участке кольца.

Начальный участок циркуляционного кольца образуется оборудованием и трубопроводами теплоподготовительной установки (рис. 7.6).

Циркуляционное кольцо состоит из ряда последовательно соединенных участков, различающихся, как правило, типом прокладки и конструкцией изоляции. Участки могут состоять из трубопроводов различных диаметров. Рекомендуется проводить испытания с циркуляционным кольцом, которое включает в себя основную магистраль тепловой сети, состоящую из труб наибольшего диаметра и максимальной протяженности от источника теплоты. В конечный участок циркуляционного кольца по возможности следует вводить трубопроводы квартальной распределительной сети. Все ответвления и отдельные потребители, присоединенные к циркуляционному кольцу, на время испытаний отсоединяют от него.

При таком выборе циркуляционного кольца расходы воды на всех его участках во время испытаний в основном одинаковые и могут различаться между собой за счет незначительной утечки воды из кольца, покрываемой его подпиткой.

Понижение температуры воды по мере ее движения по кольцу обуславливается только тепловыми потерями трубопроводов и арма-



туры в окружающую среду. Значения этих тепловых потерь подсчитывают исходя из измеренного во время испытаний расхода воды и понижения ее температуры на отдельных участках кольца. При таком режиме работы в отличие от условий нормальной эксплуатации двухтрубной водяной тепловой сети температура воды в обратной линии кольца лишь незначительно ниже ее температур в подающей линии соответствующего участка, поскольку это снижение вызвано только тепловыми потерями соответствующей части кольца.

Типы прокладки и конструкции изоляции, которые целесообразно подвергать испытаниям, выбирают исходя из их доли в материальной характеристике M_c тепловой сети в целом. При $M/M_c < 0,15$, данные типы прокладки и конструкции изоляции, как правило, испытаниям не подлежат, а эксплуатационные потери теплоты для них определяют из нормативных данных. При $M/M_c \geq 0,15$ соответствующие типы прокладки и конструкции изоляции, как правило, подвергают испытаниям. Здесь $M = \sum(d_n l)$ — материальная характеристика для подающей или обратной линии сети, просуммированная по всем участкам с данным типом прокладки и конструкцией изоля-

Рис. 7.6. Схема испытываемого циркуляционного кольца

а — движение воды и расположение измерительных приборов при испытаниях; б — измерение температур воды. I — теплоприготовительная установка; II — циркуляционная перемычка; 1 — сетевые насосы; 2 — летний насос малой производительности; 3 — подпиточный насос; 4 — основные подогреватели сетевой воды; 5 — пиковый подогреватель сетевой воды или водогрейный котел; 6 — дифманометр на подающей линии; 7 — на подпиточной линии.

ции, м^2 ; $M_c = \sum(d_n l)$ — материальная характеристика для подающей или обратной линии, просуммированная по всей сети в целом, м^2 ; d_n — наружный диаметр труб в пределах одного участка сети (по подающей или обратной линии при равных диаметрах труб этих линий), м ; l — протяженность участка сети, м .

Участки тепловой сети, которые должны быть подвергнуты испытаниям, выявляют по данным таблицы с характеристикой сети.

Определение параметров испытаний. Основными параметрами испытаний, определяемыми расчетным путем, являются поддерживаемые в процессе испытаний значения температуры воды в подающей линии сети на выходе из теплоподготовительной установки и расхода воды на начальном участке испытываемого

циркуляционного кольца. Кроме того, выявляют ожидаемые в процессе испытаний значення температуры воды в обратной линии на входе в теплоподготовительную установку и расхода подпиточной воды, а также ориентировочную продолжительность испытаний.

Температурный режим циркуляционного кольца во время испытаний задается исходя из следующих условий:

разность между средней температурой воды по всем участкам кольца и температурой окружающей среды во время испытаний должна быть по возможности близка к среднегодовому значению разности средней по подающей и обратной линиям температуры воды и температуры окружающей среды по данной сети;

понижение температуры воды в циркуляционном кольце за счет его тепловых потерь Δt_n при испытаниях должно составлять не менее 8 и не более 20°C.

При наличии на испытываемом кольце участков с различными типами прокладки и конструкциями изоляции понижение температуры воды в кольце выбирают в соответствии с формулой

$$\Delta t_n = \frac{\Delta t_{мин}}{\left(\frac{M_{мин}}{M_{к.п} + M_{к.о}} \right)_n}, \quad (7.17)$$

где $\Delta t_{мин}$ — минимально допустимое понижение температуры воды в подающей или обратной линии на участке с наименьшей материальной характеристикой $M_{мин}$, принимаемое равным 2°C из соображений обеспечения надлежащей точности измерений температуры; $\left(\frac{M_{мин}}{M_{к.п} + M_{к.о}} \right)_n$ — наименьшее в пределах кольца отношение материальной характеристики для подающей или обратной линии отдельного участка испытываемого кольца $M_{мин}$ к суммарной материальной характеристике подающей $M_{к.п}$ и обратной $M_{к.о}$ линий для всего кольца в целом.

При значении отношения $\left(\frac{M_{мин}}{M_{к.п} + M_{к.о}} \right)_n < 0,1$ тепловые потери на соответствующих участках испытываемого кольца, как правило, отдельно не измеряют.

Температура воды в подающей $t_{п.и}$ и обратной $t_{о.и}$ линиях испытываемого кольца на выходе из теплоподготовительной установки и на входе в нее определяются по формулам:

$$t_{п.и} = \frac{t_n^{ср.г} + t_o^{ср.г}}{2} + \frac{\Delta t_n}{2} + t_{окр.и} - t_{окр.г}; \quad (7.18)$$

$$t_{о.и} = t_{п.и} - \Delta t_n = \frac{t_n^{ср.г} + t_o^{ср.г}}{2} - \frac{\Delta t_n}{2} + t_{окр.и} - t_{окр.г}, \quad (7.19)$$

где $t_n^{ср.г}$ и $t_o^{ср.г}$ — среднегодовые температуры воды в подающей и обратных линиях для испытываемой сети, °C; $t_{окр.и}$ — ожидаемая усредненная по всем участкам кольца температура окружающей среды во время испытаний, °C; $t_{окр.г}$ — усредненная по тем же участкам среднегодовая температура окружающей среды, °C.

При наличии в пределах испытываемого кольца участков как с подземной, так и с надземной прокладкой тепловой сети усредненные температуры окружающей среды $t_{окр.и}$ и $t_{окр.г}$ подсчитывают соответственно по формулам:

$$t_{окр.и} = [t_{г.п.и}^{ср.г} M_{подз} + t_{в.и}^{ср.г} M_{надз}] / M_{к.и}; \quad (7.20)$$

$$t_{окр.г} = [t_{г.п.г}^{ср.г} M_{подз} + t_{в.г}^{ср.г} M_{надз}] / M_{к.г}; \quad (7.21)$$

где $t_{г.п.и}^{ср.г}$ и $t_{в.и}^{ср.г}$ — соответственно средние за месяц проведения испытаний температуры грунта на среднем уровне оси теплопроводки и наружного воздуха, °C; $t_{г.п.г}^{ср.г}$ и $t_{в.г}^{ср.г}$ — соответственно среднегодовые температуры грунта и наружного воздуха, °C; $M_{подз}$ и $M_{надз}$ — материальные характеристики для подающей или обратной линии по всем участкам соответственно подземной и надземной прокладки, расположенным в пределах испытываемого циркуляционного кольца, м²; $M_{к.и}$ — суммарная материальная характеристика для подающей или обратной линии по всем участкам испытываемого кольца, м².

При определении расчетного расхода воды, циркулирующей по испытываемому кольцу, следует исходить из ориентировочно оцененного значения тепловых потерь этого кольца при режиме испытаний Q_n , подсчитываемого по формуле

$$Q_n = \sum_{погр} (q_{п.и} + q_{п.о.и}) \beta l + \sum_{надз} q_{н.и} \beta l, \quad (7.22)$$

где Q_n — ожидаемые значения тепловых потерь испытываемого кольца при режиме испытаний, ккал/ч; β — коэффициент местных потерь; $q_{п.и}$ — значение удельных тепловых потерь данной тепловой сети для каждого диаметра труб подземной прокладки при температурном режиме испытаний, ккал/(м·ч); $q_{п.п.и}$ и $q_{п.о.и}$ — значения удельных тепловых потерь данной тепловой сети соответственно по подающей и обратной линиям для каждого диаметра труб надземной прокладки при температурном режиме испытаний, ккал/(м·ч).

Эти значения определяют исходя из действующих норм тепловых потерь отдельно для участков подземной и надземной прокладки применительно к температурному режиму, поддерживаемому во время испытаний в циркуляционном кольце.

Значения $q_{п.и}$ для подземной и $q_{п.п.и}$ и $q_{п.о.и}$

для подземной прокладки находят по формулам:

$$q_{п.п} = q_{п.п} \frac{t_{п.п}^{ср} + t_{о.п}^{ср} - 2t_{гр.п}^{ср}}{t_{п.п}^{ср} + t_{о.п}^{ср} - 2t_{гр.п}^{ср}}; \quad (7.23)$$

$$q_{п.п.п} = q_{п.п} \frac{t_{п.п}^{ср} - t_{в.п}^{ср}}{t_{п.п}^{ср} - t_{о.п}^{ср}}; \quad (7.24)$$

$$q_{к.п.п} = q_{п.п} \frac{t_{о.п}^{ср} - t_{в.п}^{ср}}{t_{п.п}^{ср} - t_{о.п}^{ср}}; \quad (7.25)$$

где значения $q_{п.п}$, $q_{п.п.п}$ и $q_{к.п.п}$ для испытываемых участков подземной прокладки находят согласно с указанными по расшифровке величин, приведенных в формулах (7.4)–(7.6).

Средние температуры воды при режиме испытаний соответственно в подающей и обратной линиях испытываемого кольца $t_{п.п}^{ср}$ и $t_{о.п}^{ср}$ определяют по формулам:

$$t_{п.п}^{ср} = t_{п.п} - \frac{\Delta t_{п.п}}{4} = \frac{t_{п.п}^{ср.г} + t_{о.п}^{ср.г}}{2} + \frac{\Delta t_{п.п}}{4} + t_{окр.п} - t_{окр.г}; \quad (7.26)$$

$$t_{о.п}^{ср} = t_{о.п} + \frac{\Delta t_{п.п}}{4} = \frac{t_{п.п}^{ср.г} + t_{о.п}^{ср.г}}{2} - \frac{\Delta t_{п.п}}{4} + t_{окр.п} - t_{окр.г}. \quad (7.27)$$

При расчетах по формуле (7.22) суммирование осуществляют по всем участкам длиной l испытываемого кольца, отличающимся наружным диаметром труб или типом прокладки, а не конструкцией изоляции, так как последняя не влияет на нормативные значения удельных тепловых потерь.

Расчетный расход воды в циркуляционном кольце, назначаемый на время испытаний, определяют по формуле

$$G_{п} = \frac{Q_{п}}{c \Delta t_{п}} 10^{-3}, \quad (7.28)$$

где $G_{п}$ — расчетный расход воды при испытаниях, т/ч.

Предполагаемое значение часовой подпитки сети при испытаниях принимают равным 0,5% суммарного объема трубопроводов в пределах испытываемого циркуляционного кольца.

Ожидаемая продолжительность пробега части воды по испытываемому циркуляционному кольцу τ_k определяют по формуле, ч:

$$\tau_k = \frac{V \rho 10^{-3}}{G_{п}}, \quad (7.29)$$

где V — суммарный объем труб испытываемого циркуляционного кольца в пределах от выхода до входа их в теплоподготовительную установку, м³; ρ — плотность воды в испытываемом кольце при средней температуре воды в нем $(t_{п.п} + t_{о.п})/2$, кг/м³.

Подготовка сети и оборудования к испытаниям. Циркуляция воды в испытываемом кольце создается легким естественным насосом небольшой подачи. При отсутствии такого насоса необходимый расход воды может быть обеспечен основным сетевым насосом, оборудованным циркуляционной перемычкой с регулировочной задвижкой.

Тепловая мощность теплоподготовительной установки во время испытаний должна примерно соответствовать значению тепловых потерь циркуляционного кольца. При невозможности обеспечить необходимую тепловую мощность на существующем оборудовании источника теплоты следует использовать нестационарные горизонтальные пароводяные или скоростные водо-водяные подогреватели соответствующей мощности.

На конечном участке испытываемого кольца для перепуска воды из подающей линии в обратную устанавливают циркуляционную перемычку, рассчитанную на потери напора в ней 1–2 м.

Для перепуска воды из подающей линии в обратную можно использовать также элеваторные перемычки вводов, расположенных за конечным участком испытываемого кольца. Сошла элеваторов при этом должны быть удалены.

Непосредственно перед началом испытаний все тепловые вводы потребителей сети, кроме используемых в качестве перемычек за конечным участком, а также все ответвления, не подвергающиеся испытаниям, и перемычки между подающей и обратной линиями должны быть отключены от испытываемого кольца. Плотность отключения необходимо тщательно проверить.

Подготовка измерительной аппаратуры. При тепловых испытаниях сети измеряют расход воды, циркулирующей по испытываемому кольцу, расход подпиточной воды и температуру воды в точках наблюдения. Кроме того, контролируют давление в обратной линии испытываемого кольца на входе ее в теплоподготовительную установку.

Расходы сетевой и подпиточной воды измеряют посредством сужающих устройств (измерительных диафрагм), установленных на подающей или обратной линии, а также на подпиточной линии. К измерительным диафраг-

мам должны быть присоединены расходомеры переменного перепада давления.

Измерительные диафрагмы рассчитывают на расходы сетевой и подпиточной воды, которые были выявлены при определении параметров испытаний, и на перепад давления, соответствующий примерно 400 мм рт. ст.

Расчет и установку новых диафрагм выполняют согласно «Правилам измерения расхода жидкостей, газов и паров стандартными диафрагмами и соплами» (М.: Стандарты, 1980).

Для устранения пульсаций давления точку измерения расхода воды, циркулирующей по испытываемому кольцу, следует выбирать на расстоянии от циркуляционного насоса, превышающем 50 диаметров трубопровода.

Температуру воды в испытываемом циркуляционном кольце измеряют отдельно по подающей и обратной линиям в точках, расположенных на границах участков. На перемычке конечного участка кольца устанавливают один термометр.

Термометр на обратном трубопроводе в теплоподготовительной установке размещают до точки врезки подпиточного трубопровода (по ходу воды), чтобы избежать введения поправки на температуру подпиточной воды. Во время испытаний температуру воды измеряют лабораторными ртутными термометрами с ценой деления $0,1^{\circ}\text{C}$. Глубину врезки гильзы для термометров выбирают так, чтобы ртутный баллончик находился на оси трубопровода.

Применяемые при испытаниях средства измерения должны иметь действующие клейма о государственной и ведомственной поверках, а расчеты сужающих устройств должны быть проверены в территориальных органах Госстандарта.

На основании результатов подготовительной работы составляют перечень подготовительных мероприятий, необходимых для проведения тепловых испытаний. В перечне указывают точки врезки и размеры перемычек в теплоподготовительной установке и в сети, точки врезки гильз для термометров, расположение и диаметры отверстий устанавливаемых измерительных диафрагм и т. п.

Проведение тепловых испытаний. Перед проведением испытаний проверяют выполнение подготовительных мероприятий и составляют рабочую программу испытаний, которую согласовывают и утверждают главные инжене-

ры ТЭЦ (котельной) и предприятия тепловых сетей.

Программа испытаний включает схемы и режимы работы сети и теплоподготовительной установки, точки наблюдения, число наблюдателей, ответственных представителей по проведению испытаний, сроки проведения испытаний, а также необходимые мероприятия по технике безопасности согласно действующим Правилам техники безопасности при обслуживании тепловых сетей.

Необходимые гидравлические и температурные режимы испытаний осуществляют в следующем порядке:

- включают расходомеры на линиях сетевой и подпиточной воды и устанавливают термометры на циркуляционной перемычке конечного участка кольца, на выходе трубопроводов из теплоподготовительной установки и на входе в нее;

- устанавливают определенный расчетом расход воды по циркуляционному кольцу, который поддерживается неизменным в течение всего периода испытаний;

- устанавливают давление в обратной линии испытываемого кольца на входе ее в теплоподготовительную установку;

- устанавливают температуру $t_{\text{вх}}$ воды в подающей линии испытываемого кольца на выходе из теплоподготовительной установки, определенную по формуле (7.18). Во время испытаний температура воды в подающей линии должна поддерживаться постоянной с точностью $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$.

Отклонение показаний расходомера, контролирующего расход сетевой воды в циркуляционном кольце, от расчетного значения не должно превышать 2%.

Тепловые потери при подземной прокладке сетей определяют при максимальном приближении к установившемуся тепловому состоянию, что достигается путем дополнительного прогрета грунта, окружающего теплопроводы. Доведение температурного поля в грунте до поля, соответствующего установившемуся состоянию, осуществляют при режиме, принятом для проведения испытаний. Во время прогрета грунта измеряют расходы циркулирующей и подпиточной воды и температуру ее в теплоподготовительной установке и на перемычке конечного участка испытываемого кольца. Результаты измерений фиксируют одновременно через каждые 30 мин.

Показателем достижения установившегося теплового состояния грунта по испытываемому кольцу является длительное постоянство температуры воды в обратной линии кольца на входе в теплоподготовительную установку. Процесс достижения установившегося теплового состояния считается законченным, если температура воды в этой точке кольца остается постоянной в течение 4–6 ч.

Продолжительность достижения установившегося теплового состояния испытываемого кольца зависит от степени предварительного прогрева грунта и обычно находится в пределах $(2 \div 8) \tau_k$, где τ_k — продолжительность (ч) пробега частиц воды по испытываемому кольцу, определяемое по формуле (7.29). Продолжительность периода достижения установившегося теплового состояния кольца существенно сокращается, если перед испытанием горячее водоснабжение погребителей, присоединенных к испытываемой магистральной, окажется включено при температуре воды в подающей линии, близкой к $t_{г.н.}$.

Начиная с момента достижения установившегося теплового состояния, во всех назначенных точках наблюдения устанавливаются термометры и измеряют температуру воды. Запись показаний термометров и расходомеров воды одновременно с интервалом 10 мин. Продолжительность основного режима испытаний, т. е. периода измерений во всех точках наблюдений, должна составить не менее $\tau_k + (8 \div 10)$ ч.

На заключительном этапе испытаний «температурной волной» увеличивают продолжительность пробега τ_k частиц воды по циркуляционному кольцу, предварительно определенную по формуле (7.29). При этом температура воды в подающей линии за 20–40 мин повышается на 10–20°C сверх значения $t_{г.н.}$ и поддерживается постоянной на этом уровне в течение 1 ч. Затем с той же скоростью температура воды снижается до значения $t_{г.н.}$, которое и поддерживается до конца испытаний.

Гидравлический режим испытаний при прохождении «температурной волны» остается неизменным. Движение «температурной волны» по испытываемому кольцу фиксируется во всех точках наблюдения с интервалом 10 мин, что дает возможность определить фактическую продолжительность пробега частиц воды по каждому участку испытываемого кольца. Ис-

пытания заканчивают лишь после того, как «температурная волна» будет отмечена в обратной линии кольца на входе в теплоподготовительную установку. Суммарная продолжительность основного режима испытаний и периода пробега «температурной волны» составляет $2\tau_k + (10 \div 12)$ ч.

Если циркуляционное кольцо от источника теплоты начинается участком надземной прокладки, то «температурная волна» может быть создана на источнике еще в период основного режима испытаний. Продолжительность испытаний при этом сокращается на время пробега частиц воды по подающему трубопроводу надземной прокладки.

Обработка результатов испытаний. В результате испытаний определяют тепловые потери для каждого участка испытываемого кольца отдельно по подающей и обратной линиям.

Предварительно по каждому наблюдательному пункту должны быть усреднены значения температуры воды, полученные при 20–30 последовательных измерениях в тот период, когда режим испытаний был наиболее близок к установившемуся. За этот же период усредняют значения расходов сетевой и подпиточной воды.

Усредненные значения температуры должны относиться к одним и тем же частицам движущейся воды. Поэтому в расчет вводят температуры, сдвинутые по времени на фактическую продолжительность пробега частиц между точками измерения, определенную методом «температурной волны».

Для выявления периода, в течение которого температурный режим испытаний был наиболее близок к установившемуся, необходимо построить по всем точкам измерений график изменения температуры частиц воды (рис. 7.7).

Тепловые потери по подающей и обратной линиям для каждого участка испытываемого кольца определяют по формулам:

$$Q_{с.п.} = c \left(G_c - \frac{G_n}{4} \right) (t_n - t_n^0) 10^3; \quad (7.30)$$

$$Q_{о.к.} = c \left(G_c - \frac{3}{4} G_n \right) (t_n^0 - t_n^0) 10^3. \quad (7.31)$$

где $Q_{с.п.}$ и $Q_{о.к.}$ — тепловые потери соответственно по подающей и обратной линиям для каждого

участка испытываемого кольца, ккал/ч ; G_c — усредненный расход сетевой воды в подающей линии на выходе из теплоподготовительной установки, т/ч ; G_n — усредненный расход подпиточной воды, т/ч ; t_n^a и t_n^b — усредненные температуры воды в начале и конце подпиточной линии на этом участке, $^{\circ}\text{C}$ (см. рис. 7.6); t_n^a и t_n^b — усредненные температуры воды в начале и конце обратной линии на этом участке, $^{\circ}\text{C}$ (см. рис. 7.6).

При наличии в середине испытанного участка циркуляционного кольца нехарактерных отрезков трубопровода с другими типами прокладок или конструкциями изоляции, на которых невозможно измерить температурный перепад, обработку результатов испытаний по этому участку выполняют следующим образом. По формулам (7.30) и (7.31) определяют фактические тепловые потери по подающей и обратной линиям на испытанном участке, включая нехарактерные отрезки трубопровода. Для каждого нехарактерного отрезка трубопровода рассчитывают средние температуры воды в отрезке по подающей $t_{\text{п.ср}}^{\text{ф}}$ и по обратной $t_{\text{об.ср}}^{\text{ф}}$ линиям:

$$(t_{\text{п.ср}}^{\text{ф}})' = t_n^a - (t_n^a - t_n^b) \frac{M_{\text{п.хар}} + 0,5M_{\text{об.хар}}}{M_{\text{п.ср}}};$$

$$(t_{\text{об.ср}}^{\text{ф}})' = t_n^b + (t_n^a - t_n^b) \frac{M_{\text{п.хар}} + 0,5M_{\text{об.хар}}}{M_{\text{об.ср}}},$$

где $M_{\text{п.р}}$ и $M_{\text{об.р}}$ — материальные характеристики соответственно подающей и обратной линий на всем испытанном участке циркуляционного кольца, м^2 ; $M_{\text{п.хар}}$ и $M_{\text{об.хар}}$ — материальные характеристики соответственно подающей и обратной линий части участка циркуляционного кольца от начала участка до места расположения нехарактерного отрезка трубопровода, м^2 ; $M_{\text{п.ср}}$ и $M_{\text{об.ср}}$ — материальные характеристики соответственно подающей и обратной линий нехарактерного отрезка трубопровода, м^2 .

По формулам (7.22) — (7.25) определяют приближенные тепловые потери нехарактерного отрезка трубопровода при температурном режиме испытаний, при этом l — длина нехарактерного отрезка (м), а значения $q_{\text{п.н}}$, $q_{\text{об.н}}$ и $q_{\text{п.о.з}}$ находят по температурам $(t_{\text{п.ср}}^{\text{ф}})'$ и $(t_{\text{об.ср}}^{\text{ф}})'$ и температурам грунта и воздуха, средним за время испытаний.

Фактические тепловые потери по основной части испытанного участка циркуляционного кольца (без нехарактерных отрезков трубопроводов) определяют как разность тепловых потерь по каждой линии, найденных по формулам (7.30), (7.31) и (7.22). Эта разность и должна быть использована при дальнейшей обработке результатов испытаний.

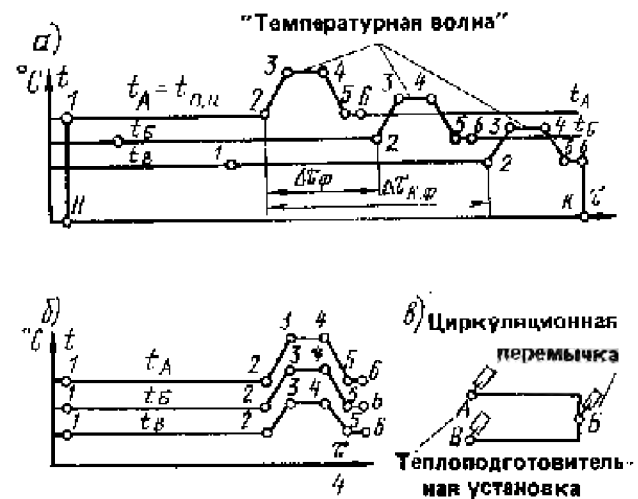


Рис. 7.7. График изменения температуры частиц воды

а — график температур воды при испытаниях, б — график изменения температуры частиц воды, в — схема испытываемого циркуляционного кольца; H — начало испытаний, K — конец испытаний; $\Delta t_{\text{ф}}$ — фактическое время пробега частиц воды по циркуляционному кольцу между точками A и B ; $\Delta t_{\text{ф}}$ — фактическое время пробега частиц воды по всему циркуляционному кольцу между точками A и B (при построении графика изменения температуры частиц воды значения температур в точке B должны быть сдвинуты по шкале t влево на $\Delta t_{\text{ф}}$, а в точке B — на $\Delta t_{\text{ф}}$).

Сопоставление измеренных тепловых потерь с нормативными. Для разработки на основе результатов испытаний нормируемых эксплуатационных тепловых потерь данной тепловой сети в целом измеренные значения этих потерь по каждому испытанному участку сопоставляют с нормативными значениями тепловых потерь для того же участка сети.

Для сопоставления с нормативными измеренные значения тепловых потерь по каждому испытанному участку предварительно пересчитывают на среднегодовые условия работы данной тепловой сети (температуры воды в подающей и обратной линиях сети, а также окружающей среды).

Для участков подземной прокладки пересчет измеренных тепловых потерь на среднегодовые условия работы сети выполняют суммарно для подающей и обратной линий по формуле

$$Q_{\text{п.р}}^{\text{ср}} = \frac{Q_{\text{п.н}}(t_{\text{п.ср}}^{\text{ф}} + t_{\text{п.ср}}^{\text{н}}) + Q_{\text{об.н}}(t_{\text{об.ср}}^{\text{ф}} + t_{\text{об.ср}}^{\text{н}})}{\frac{t_n^a + t_n^b + t_n^a + t_n^b}{4} - t_{\text{гр}}}, \quad (7.32)$$

а для участков надземной прокладки такой

пересчет выполняют отдельно для подающей и обратной линий по формулам:

$$Q_{n,n}^{cp,r} = \frac{Q_{n,n}(t_n^{cp,r} - t_a^{cp,r})}{\frac{t_n^0 + t_a^0}{2} - t_{n,n}}; \quad (7.33)$$

$$Q_{n,n}^{cp,c} = -\frac{Q_{n,n}(t_n^{cp,r} - t_a^{cp,r})}{\frac{t_n^0 + t_a^0}{2} - t_{n,n}}; \quad (7.34)$$

где $Q_{n,n}^{cp,r}$, $Q_{n,n}^{cp,c}$ и $Q_{n,n}^{cp,n}$ — пересчитанные на средние годовые условия работы сети измеренные тепловые потери по каждому испытанному участку кольца, ккал/ч; $t_{n,n}$ и $t_{n,n}$ — температура грунта и окружающего воздуха, средняя за время испытаний, °C.

Значения $Q_{n,n}^{cp,r}$, $Q_{n,n}^{cp,c}$ и $Q_{n,n}^{cp,n}$, подсчитанные по формулам (7.32) — (7.34) для всех испытанных участков сети, сопоставляют с соответствующими нормативными величинами тепловых потерь $Q_n^{cp,r}$, $Q_n^{cp,c}$ и $Q_n^{cp,n}$, которые определяют для каждого из испытанных участков согласно формулам (7.4) — (7.6). При этом в формулах (7.4) — (7.6) суммирование следует проводить по всем диаметрам труб на данном участке.

При сопоставлении измеренных и нормативных тепловых потерь подсчитывают их соотношения, характеризующие коэффициентами K , равными

для участков подземной прокладки

$$K = Q_n^{cp,r}/Q_n^{np,r}, \quad (7.35)$$

а для участков надземной прокладки

$$K_n = Q_n^{cp,n}/Q_n^{np,n}; \quad (7.36)$$

$$K_0 = Q_n^{cp,c}/Q_n^{np,c}. \quad (7.37)$$

Для участков с измеренными тепловыми потерями, существенно превышающими нормативные, т. е. со значениями коэффициента $K > 1,1$, в дальнейшем составляют программу работ с целью доведения тепловых потерь этих участков до нормативных значений. Объем, содержание и сроки проведения таких работ определяются местными условиями.

Если измеренные тепловые потери, определенные раздельно по каждому испытанному участку и пересчитанные на среднегодовые температуры воды и окружающей среды, не превышают или незначительно превышают соответствующие значения нормативных тепловых потерь для этих участков ($K \leq 1,1$), за основу нормирования эксплуатационных тепловых потерь сети принимают измеренные тепловые потери. Полученные таким путем нормируемые значения эксплуатационных тепловых потерь

сети утверждают как действующие на срок до проведения следующих тепловых испытаний сети, но не более чем на пять лет.

В случаях когда измеренные тепловые потери по отдельным испытанным участкам существенно превышают нормативные ($K > 1,1$), они могут быть положены в основу нормирования эксплуатационных тепловых потерь сети лишь на срок выполнения программы работ по доведению этих потерь до нормативных, но не более чем на три года.

Пример расчета тепловых потерь через изоляцию трубопроводов водяной тепловой сети. Исходные данные. Тепловые потери определяют для двухтрубной водяной сети. Материальная характеристика этой сети для разных типов прокладок и конструкций изоляции приведена в табл. 7.8.

Для испытываемой сети приняты:

среднегодовые температуры наружного воздуха и грунта на уровне оси теплопроводов

$$t_a^{cp,r} = 0^\circ\text{C} \text{ и } t_g^{cp,r} = 4^\circ\text{C};$$

температуры наружного воздуха и грунта на уровне оси теплопроводов, средние за месяц проведения испытаний

$$t_a^{cp,n} = 15^\circ\text{C} \text{ и } t_g^{cp,n} = 7^\circ\text{C};$$

средние температуры воды и окружающей среды за один из месяцев работы сети $t_n^{cp,n} = 92^\circ\text{C}$; $t_n^{np,n} = 50^\circ\text{C}$; $t_g^{cp,n} = -6^\circ\text{C}$; $t_g^{np,n} = 3^\circ\text{C}$ (среднемесячные температуры воды находят по температурному графику сети при среднемесячной температуре наружного воздуха);

среднегодовые температуры воды в подающей и обратной линиях, определенные как среднеарифметические из среднемесячных температур ее в этих линиях

$$t_n^{cp,r} = 78^\circ\text{C} \text{ и } t_n^{cp,c} = 46^\circ\text{C}.$$

Выбор участков сети, подлежащих испытаниям. Типы прокладки и конструкций изоляции, которые необходимо подвергнуть испытаниям, выбирают на основании табл. 7.8.

Для материальной характеристики участков с различными типами прокладки и конструкциями изоляции в материальной характеристике сети в целом в данном случае составляет:

для участков надземной прокладки с изоляцией из минеральной ваты

$$\frac{M}{M_n} = \frac{1185}{5817} = 0,204 > 0,15;$$

Таблица 7.8. МАТЕРИАЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ДВУХТРУБНОЙ ВОДЯНОЙ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ

Тип прокладки и конструкции изоляции трубопроводов	Наружный диаметр подающего или обратного трубопровода d_n , м	Длина подающего или обратного трубопровода L , м	Материальная характеристика $M = d_n L$, м ²	Объем трубопровода V , м ³
1	2	3	4	5
<i>По всем участкам сети</i>				
Надземная прокладка, изоляция из минеральной ваты	0,426 0,108	2180 2365	930 255	—
Итого:	—	4545	1185	—
Подземная канальная прокладка, изоляция из минеральной ваты	0,325 0,273 0,219 0,159 0,108 0,076 0,057	2500 1500 2160 5150 4325 1055 585	812 409 473 820 467 80 33	— — — — — — —
Итого:	—	17275	3094	—
Подземная канальная прокладка, изоляция из диатомового кирпича	0,219 0,159 0,108 0,076 0,057	2500 2065 3085 2600 2310	548 328 333 198 131	— — — — —
Итого:	—	12560	1538	—
Всего по сети:	—	—	5817	—

По испытываемым участкам сети

Участок 1				
Надземная прокладка, изоляция из минеральной ваты	0,426	2180	930	2×285
Итого:	—	2180	930	2×285
Участок 2				
Подземная канальная прокладка, изоляция из минеральной ваты	0,325 0,273	2500 1500	812 409	2×185 2×78
Итого:	—	4000	1221	2×263
Участок 3				
Подземная канальная прокладка, изоляция из диатомового кирпича	0,219	2500	548	2×81
Итого:	—	2500	548	2×81
Всего:	—	—	2699	2×629 = 1258

Примечание. Расположение участка на тепловой сети см. рис. 7.6.

для участков подземной прокладки с изоляцией из минеральной ваты

$$\frac{M}{M_c} = \frac{3094}{5818} = 0,532 > 0,15;$$

для участков подземной прокладки с изоляцией из диатомового кирпича

$$\frac{M}{M_c} = \frac{1538}{5817} = 0,264 > 0,15.$$

Таким образом, все три использованных в данных тепловых сетях типа прокладок и

конструкции изоляции должны быть подвергнуты испытаниям.

Для испытаний выбрана главная магистраль тепловой сети, типы прокладок и изоляционные конструкции которой охватывают все три типа, подлежащих испытаниям. Схема испытываемого циркуляционного кольца приведена на стр. 7.6.

Характеристика участков испытываемого циркуляционного кольца такова:

участок 1 — ТЭЦ — ТК-1. Надземная про-

кладка трубопроводов, изоляция из минеральной ваты.

участок 2 — ТК-1 — ТК-3. Подземная канальная прокладка трубопроводов, изоляция из минеральной ваты;

участок 3 — ТК-3 — ТК-4. Подземная канальная прокладка трубопроводов, изоляция из диатомового кирпича.

Расчет параметров испытаний. Снижение температуры воды в испытываемом кольце, определенное по формуле (7.17), составляет

$$\Delta t_{\text{кр}} = \left(\frac{2}{\frac{548}{2699} + \frac{2699}{2699}} \right) \approx 20^\circ \text{C}.$$

Усредненные температуры окружающей среды $t_{\text{ж.в.}}$ и $t_{\text{в.в.}}$ подсчитывают соответственно по формулам (7.20) и (7.21):

$$t_{\text{ж.в.}} = \frac{7(1221 + 548) + 15 \cdot 930}{2699} = 9,8^\circ \text{C};$$

$$t_{\text{в.в.}}^{\text{ср.г}} = \frac{4(1221 + 548) + 0 \cdot 930}{2699} = 2,6^\circ \text{C}.$$

Температуру воды, поддерживаемую при испытаниях и подающей линией испытываемого кольца на выходе из теплоподготовительной установки, определяют по формуле (7.18):

$$t_{\text{пл}} = \frac{78 + 46}{2} + \frac{20}{2} + 9,8 - 2,6 \approx 70^\circ \text{C}.$$

Ожидаемая температура воды в обратной линии испытываемого циркуляционного кольца на входе в теплоподготовительную установку, вычисляемую по формуле (7.19), составляет

$$t_{\text{ов}} = 70 - 20 = 50^\circ \text{C}.$$

Средние температуры воды соответственно в подающей и обратной линиях испытываемого кольца, определяемые по формулам (7.26) и (7.27) равны:

$$t_{\text{пл}}^{\text{ср}} = 70 - \frac{20}{4} = 74^\circ \text{C},$$

$$t_{\text{ов}}^{\text{ср}} = 50 + \frac{20}{4} = 64^\circ \text{C}.$$

Значения нормативных удельных тепловых потерь подающей и обратной линии трубопроводов с наружным диаметром $d_{\text{н}}$, равным 426 мм, для испытываемого участка 1 при надземной прокладке, определяемые путем линейной интерполяции, составляют:

$$q_{\text{н.п}} = 105 + \frac{128 - 105}{95 - 70} [(78 - 0) - 70] = 112 \text{ ккал}/(\text{м} \cdot \text{ч});$$

$$q_{\text{н.об}} = 82 + \frac{105 - 82}{70 - 45} [(46 - 0) - 45] = 83 \text{ ккал}/(\text{м} \cdot \text{ч}),$$

где 128, 105 и 82 — нормативные удельные тепловые потери трубопровода с наружным диаметром $d_{\text{н}} = 426$ мм при надземной прокладке и соответственно при разности среднегодовых температур воды и окружающего воздуха 95; 70; 45°C, ккал/м·ч.

Значения нормативных удельных тепловых потерь суммарно по подающей и обратной линиям трубопроводов с наружным диаметром $d_{\text{н}}$, равным 325 и 273 мм, для участка 2 испытываемого кольца при подземной прокладке, определяемые путем линейной интерполяции, составляют:

$$q_{\text{н}} = 149 + \frac{168 - 149}{65 - 52,5} \left[\left(\frac{78 + 46}{2} - 4 \right) - 52,5 \right] = 157 \text{ ккал}/(\text{м} \cdot \text{ч});$$

$$q_{\text{н}} = 132 + \frac{150 - 132}{65 - 52,5} \left[\left(\frac{78 + 46}{2} - 4 \right) - 52,5 \right] = 140 \text{ ккал}/(\text{м} \cdot \text{ч}),$$

где 168 и 149 — нормативные удельные тепловые потери трубопровода с наружным диаметром $d_{\text{н}}$, равным 325 мм, при подземной прокладке и соответственно при разности среднегодовых температур воды и грунта 65 и 52,5°C; 150 и 132 — те же значения, но принятые для $d_{\text{н}}$, равного 273 мм, ккал/м·ч.

Значение нормативных тепловых потерь $q_{\text{н}}$ суммарно по подающей и обратной линиям для трубопроводов с наружным диаметром $d_{\text{н}}$, равным 219 мм, для участка 3 испытываемого кольца определяют аналогично. Значение составляет 120 ккал/м·ч.

Значения ожидаемых удельных тепловых потерь для испытываемых участков сети при температурном режиме, принятом для проведения испытаний, определяют по формулам (7.33) — (7.35). Значения составляют:

для участка 1

$$q_{\text{н.п}} = 112 \cdot \frac{74 - 15}{78 - 0} = 85 \text{ ккал}/(\text{м} \cdot \text{ч});$$

$$q_{\text{н.об}} = 83 \cdot \frac{64 - 15}{46 - 0} = 88 \text{ ккал}/(\text{м} \cdot \text{ч});$$

для участка 2 с диаметром трубопроводов $d_{\text{н}} = 325$ и 273 мм

$$q_{\text{н.п}} = 157 \cdot \frac{74 + 64 - 2,7}{78 + 46 - 2,4} = 168 \text{ ккал}/(\text{м} \cdot \text{ч});$$

$$q_{\text{н.об}} = 140 \cdot \frac{74 + 64 - 2,7}{78 + 46 - 2,4} = 150 \text{ ккал}/(\text{м} \cdot \text{ч});$$

для участка 3

$$q_{\text{нн}} = 120 \cdot \frac{74 + 64 - 2,7}{78 + 6 - 2,4} = 128 \text{ ккал/}(\text{м} \cdot \text{ч})$$

Данные участков испытываемого циркуляционного кольца с различными диаметрами трубопроводов принимают по данным табл. 7.8

Ориентировочное значение тепловых потерь всем циркуляционным кольцом при испытаниях, определяемое по формуле (7.22), составляет

$$Q_{\text{н}} = (85 + 88) \cdot 1,25 \cdot 2180 + 168 \cdot 1,2 \cdot 2500 + 150 \cdot 1,2 \cdot 1500 + 128 \cdot 1,2 \cdot 2500 = 1\,629\,000 \text{ ккал/ч,}$$

где $\beta = 1,25$ и $1,2$ — коэффициенты местных тепловых потерь.

Расчетный расход воды, принимаемый на время испытаний, определяют по формуле (7.28)

$$G_{\text{н}} = \frac{1\,629\,000}{120} \cdot 10^{-3} = 81,5 \text{ т/ч.}$$

Ожидаемое значение подпитки испытываемого циркуляционного кольца составляет

$$G_{\text{п}} = 0,005 \cdot 1258 = 6,3 \text{ т/ч.}$$

Ожидаемую продолжительность пробега частиц воды по испытываемому циркуляционному кольцу при средней плотности воды $\rho = 978 \text{ кг/м}^3$, соответствующей ее средней температуре $\frac{t_{\text{пн}} + t_{\text{он}}}{2} = \frac{79 + 59}{2} = 69^\circ\text{C}$, находят по формуле (7.29)

$$\tau_{\text{к}} = \frac{1258 \cdot 978 \cdot 10^{-3}}{81,5} = 15 \text{ ч.}$$

Обработка результатов испытаний. После проведения испытаний и усреднения полученных данных с учетом фактической продолжительности пробега частиц воды по участкам испытанного циркуляционного кольца были получены расходы сетевой и подпиточной воды $G_{\text{с}} = 78,2 \text{ т/ч}$ и $G_{\text{п}} = 5,2 \text{ т/ч}$.

Измеренные температуры воды ($^\circ\text{C}$) приведены ниже:

Точка наблюдения . . .	ТЭЦ	ТК-1	ТК-3	ТК-4
Подающая линия . . .	74,8	72,3	68,1	66,0
Обратная линия . . .	58,2	60,3	64,0	66,0

По данным метеослужбы, температура грунта на уровне оси трубопроводов за период испытаний составила 6°C , а средняя температура наружного воздуха за тот же период была равна 23°C .

При испытаниях тепловые потери по подающей и обратной линиям испытанного участка 1, определяемые по формулам (7.30) и (7.31), составляют

$$Q_{\text{тн}} = 1,0 \cdot \left(78,2 - \frac{5,2}{4} \right) (74,8 - 72,3) \cdot 10^{-3} = 192\,000 \text{ ккал/ч,}$$

$$Q_{\text{он}} = 1,0 \cdot \left(78,2 - \frac{3 \cdot 5,2}{4} \right) (60,3 - 58,2) \cdot 10^3 = 156\,000 \text{ ккал/ч.}$$

Результаты подсчета измеренных тепловых потерь по всем испытанным участкам сведены в табл. 7.9.

Сопоставление измеренных тепловых потерь с нормативными. Необходимые для сопоставления значения измеренных тепловых потерь испытанных участков циркуляционного кольца, пересчитанные на среднегодовые условия работы сети, определяют по формулам (7.32) — (7.34). Эти значения составляют:

для испытанного участка 1 надземной прокладки

$$Q_{\text{нн}}^{\text{п.г.}} = \frac{192\,000(78 - 0)}{\frac{74,8 + 72,3}{2} - 23} = 296\,000 \text{ ккал/ч;}$$

$$Q_{\text{он}}^{\text{п.г.}} = \frac{156\,000(46 - 0)}{\frac{60,3 + 58,2}{2} - 23} = 198\,000 \text{ ккал/ч;}$$

для участка 2 подземной прокладки

$$Q_{\text{нн}}^{\text{п.г.}} = \frac{323\,000(78 - 4) + 275\,000(46 - 4)}{\frac{72,3 + 68,1 + 64,0 + 60,3}{4} - 6} = 589\,000 \text{ ккал/ч.}$$

Результаты пересчета тепловых потерь испытанных участков циркуляционного кольца на среднегодовые условия работы сети приведены в табл. 6.9. В этой же таблице приведены значения нормативных удельных потерь испытанных участков при среднегодовых условиях работы сети, определяемые при расчете параметров испытаний — $q_{\text{с}}$, $q_{\text{пн}}$ и $q_{\text{он}}$.

Нормативные тепловые потери для испытанных участков, пересчитанные на среднегодовые условия работы сети, определяют согласно формулам (7.4) — (7.6)

Они составляют для участка 1 надземной прокладки:

$$Q_{\text{нн}}^{\text{н.г.}} = 1,25 \cdot 112 \cdot 2180 = 305\,000 \text{ ккал/ч;}$$

$$Q_{\text{он}}^{\text{н.г.}} = 1,25 \cdot 83 \cdot 2180 = 226\,000 \text{ ккал/ч.}$$

Таблица 7.9. РЕЗУЛЬТАТЫ СОПОСТАВЛЕНИЯ ИЗМЕРЕННЫХ И НОРМАТИВНЫХ ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ ПРОКЛАДКИ И КОНСТРУКЦИЙ ИЗОЛЯЦИИ

Подсчитываемые величины	Участок		
	1 (надземная прокладка, изоляция из минеральной ваты)	2 (подземная прокладка, изоляция из минеральной ваты)	3 (подземная прокладка, изоляция из диатомового кирпича)
$Q_{\text{н.н.}}$ ккал/ч	192 000	323 000	161 000
$Q_{\text{об.н.}}$ »	156 000	273 000	149 000
$Q_{\text{н.н.}}^{\text{н.н.}}$ »	—	589 000	303 000
$Q_{\text{н.н.}}^{\text{н.н.}}$ »	296 000	—	—
$Q_{\text{н.н.}}^{\text{н.н.}}$ »	198 000	—	—
$Q_{\text{н.н.}}$ ккал/(м·ч)	—	157 (при $d_n = 325$) 140 (при $d_n = 273$)	120
$q_{\text{н.н.}}$ ккал/(м·ч)	112	—	—
»	83	—	—
$q_{\text{н.н.}}$ ккал/ч	—	723 000	360 000
$Q_{\text{н.н.}}^{\text{н.н.}}$ »	205 000	—	—
$Q_{\text{н.н.}}^{\text{н.н.}}$ »	226 000	—	—
K	—	0,81	0,84
K_n	0,97	—	—
K_o	0,88	—	—

Таблица 7.10. НОРМИРУЕМЫЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ТЕПЛОВЫЕ ПОТЕРИ УЧАСТКАМИ СЕТИ

Тип прокладки и конструкции изоляции теплопроводов	Наружный диаметр подающего или обратного трубопровода d_n , м	Длина подающего или обратного трубопровода L , м	Нормативные удельные тепловые потери ккал/(м·ч), для линии		Нормируемые эксплуатационные предельные тепловые потери, ккал/ч, для линии	
			подающей	обратной	подающей	обратной
Надземная прокладка, изоляция из минеральной ваты	0,426	2 180	—	—	296 000	198 000
	0,108	2 365	47	31	135 000	81 000
Итого по надземной прокладке:	—	—	—	—	431 000	279 000
Подземная канальная прокладка, изоляция из минеральной ваты	0,325	2 500	—	—	589 000	
	0,273	1 500	—	—	—	
	0,219	2 160	120	—	251 000	—
	0,219	5 150	100	—	500 000	—
	0,108	4 325	81	—	340 000	—
	0,076	1 055	68	—	70 000	—
	0,057	585	60	—	34 000	—
Подземная канальная прокладка, изоляция из диатомового кирпича	0,219	2 500	—	—	303 000	—
	0,159	2 065	100	—	208 000	—
	0,108	3 085	81	—	252 000	—
	0,076	2 600	68	—	178 000	—
	0,057	2 310	60	—	139 000	—
Итого по подземной прокладке:	—	—	—	—	2 864 000	—
Всего по сети:	—	—	—	—	3 574 000	—

Аналогично для участка 2 подземной прокладки

$$Q_{\text{н.н.}} = 1,2 \cdot 157 \cdot 2500 + 1,2 \cdot 140 \cdot 1500 = 723 000 \text{ ккал/ч.}$$

Результаты расчета нормативных абсолютных тепловых потерь испытанных участков приведены в табл. 6.9.

Далее сопоставляют измеренные и нормативные тепловые потери по различным испытанным типам прокладки и конструкции изоляции путем определения коэффициента K по формулам (7.35) — (7.37)

Для участков надземной прокладки при

изоляции из минеральной ваты получаем:

по подающей линии

$$K = 296\,000 : 305\,000 = 0,97;$$

по обратной линии

$$K_{\text{н}} = 198\,000 : 226\,000 = 0,88.$$

Соответственно для подземной прокладки при изоляции из минеральной ваты суммарно по обеим линиям

$$K = 589\,000 : 723\,000 = 0,81$$

То же, для подземной прокладки при изоляции из диатомового кирпича суммарно по обеим линиям.

$$K = 303\,000 : 360\,000 = 0,84.$$

Как следует из сопоставления значений измеренных и нормативных тепловых потерь, измеренные тепловые потери подающей и обратной линий надземной прокладки, а также суммарные потери по обеим линиям для участков подземной прокладки с различными типами изоляции оказались ниже нормативных. В связи с этим за основу при определении эксплуатационных тепловых потерь принимают измеренные тепловые потери, полученные при испытаниях для различных типов прокладки и конструкций изоляции.

Нормирование эксплуатационных тепловых потерь через изоляцию трубопроводов. Для нормирования эксплуатационных тепловых потерь на участках сети, не подвергшихся испытаниям, определяют нормативные удельные тепловые потери для этих участков, приведенные к среднегодовым условиям работы сети. Значения указанных нормативных удельных тепловых потерь, а также нормируемых эксплуатационных тепловых потерь для не подвергшихся испытаниям участков сети, определенные по формулам (7.7) — (7.9) с введением соответствующих поправочных коэффициентов K , приведены в табл. 7.10. В эту же таблицу включены значения нормируемых эксплуатационных потерь участков сети, прошедших испытания.

Как следует из табл. 6.10, значение нормируемых среднегодовых тепловых потерь по тепловой сети в целом, определенное по формулам (7.10) — (7.12), составляет по участкам подземной прокладки $Q_{\text{нз,ср}}^{\text{нр}} = Q_{\text{нз,ср}}^{\text{нр}} = 2,864$ Гкал/ч, а по участкам надземной прокладки $Q_{\text{нз,ср}}^{\text{нр}} = 0,431$ Гкал/ч и $Q_{\text{нз,ср}}^{\text{нр}} = 0,279$ Гкал/ч.

Для определения нормируемых тепловых потерь сети за один из месяцев их работы, характеризующий приведенными выше данными, необходимо найти среднемесячные значения тепловых потерь по формулам (7.14) — (7.16). Они составляют:

для участков подземной прокладки

$$Q_{\text{нз,ср}}^{\text{нр}} = 2,864 \cdot \frac{92 + 50}{78 + 46} \cdot \frac{2,3}{2,4} = 3,358 \text{ Гкал/ч};$$

для участков надземной прокладки

$$Q_{\text{нз,ср}}^{\text{нр}} = 0,431 \cdot \frac{92 + 6}{78 - 0} = 0,542 \text{ Гкал/ч};$$

$$Q_{\text{нз,ср}}^{\text{нр}} = 0,279 \cdot \frac{50 + 6}{46 - 0} = 0,340 \text{ Гкал/ч}.$$

Отсюда нормируемое значение месячных потерь теплоты через изоляцию трубопроводов для сети в целом, определяемое по формуле (7.13), равно

$$Q_{\text{нз}}^{\text{нр}} = (3,358 + 0,542 + 0,340) \cdot 720 = 3063 \text{ Гкал}.$$

7.3. ИСПЫТАНИЯ СЕТЕЙ НА РАСЧЕТНУЮ ТЕМПЕРАТУРУ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

Общие положения. Водяные тепловые сети испытывают на расчетную температуру теплоносителя. Испытание заключается в проверке тепловой сети на прочность в условиях температурных деформаций, вызванных подъемом температуры теплоносителя до расчетных значений, а также в проверке в этих условиях компенсирующей способности тепловой сети. Испытанию на расчетную температуру теплоносителя подвергают всю тепловую сеть — от источника теплоснабжения до тепловых пунктов систем теплоснабжения, включая магистральные, разводящие теплопроводы и абонентские ответвления.

Эксплуатируемые тепловые сети подвергают испытаниям на расчетную температуру теплоносителя не реже одного раза в два года. вновь сооружаемые тепловые сети подвергают испытаниям на расчетную температуру теплоносителя до ввода их в эксплуатацию. Если тепловую сеть прокладывают в зимний период, и она не имеет отдельного вывода с ТЭЦ, допускается проводить испытания этой сети

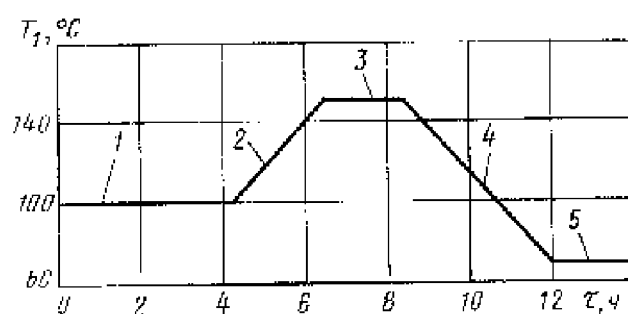


Рис. 7.8. Примерный график изменения температуры воды в подающем трубопроводе котельной (ТЭЦ) при испытаниях

1 — прогрев тепловой сети; 2 — подъем температуры до расчетной; 3 — поддержание заданной расчетной температуры; 4 — снижение температуры; 5 — режим после окончания испытаний

на расчетную температуру в конце первого отопительного сезона. Испытания действующих тепловых сетей на расчетную температуру теплоносителя, как правило, проводят непосредственно перед окончанием отопительного сезона при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха.

Испытания на расчетную температуру теплоносителя тепловых сетей, эксплуатируемых длительное время и имеющих ненадежные участки, проводят после текущего ремонта и предварительных испытаний этих сетей на плотность, но не позднее чем за три недели до начала отопительного сезона. Аналогичным образом испытывают отдельные тепломагистрали, подвергавшиеся ремонту. Запрещается одновременно проводить испытания на расчетную температуру теплоносителя и на плотность.

Испытания на расчетную температуру теплоносителя проводят при расчетных значениях температуры воды, циркулирующей в подающем трубопроводе, при этом температура воды в обратном трубопроводе не должна превышать 90°C. Необходимо строго следить за тем, чтобы высокотемпературный теплоноситель не попадал в обратный трубопровод во избежание нарушения нормальной работы сетевых насосов, условий работы компенсационных устройств и целостности изоляционных конструкций. Для снижения температуры воды, поступающей в обратный трубопровод, испытания проводят с включенными системами отопления, присоединенными через смесительные устройства и теплообогреватели, а также с включенными системами горячего водоснабжения, присоединенными по закрытой

схеме и оборудованными автоматическими регуляторами температуры

Во время испытаний на расчетную температуру теплоносителя от тепловой сети отключают: а) отопительные системы детских и лечебных учреждений; б) неавтоматизированные закрытые системы горячего водоснабжения; в) системы горячего водоснабжения, присоединенные по открытой схеме; г) системы отопления, присоединенные через элеваторы с заниженными по сравнению с расчетными коэффициентами смешения; д) calorиферные установки; е) отопительные системы с непосредственной схемой присоединения. На промышленных предприятиях по согласованию с отделом главного энергетика допускается во время испытаний оставить в работе присоединенные по непосредственной схеме отопительные приборы конвективно-излучающего действия.

Режим испытаний тепловой сети на расчетную температуру теплоносителя. Для проведения испытаний температуру воды в подающем трубопроводе тепловой сети на выходе с ТЭЦ (или другого источника теплоснабжения) поднимают до расчетного значения. Снижение температуры воды, поступающей в обратный трубопровод, достигается включением систем отопления и горячего водоснабжения. Испытания проводят методом «температурная волна» (рис. 7.8), что позволяет сократить их продолжительность и уменьшить нежелательный перегрев подключенных потребителей теплоты. Продолжительность поддержания максимальной температуры воды с учетом возможного размыка граничных зон «температурной волны» по мере удаления от ТЭЦ составляет 2 ч. При недостаточной тепловой мощности оборудования ТЭЦ, не обеспечивающей достижения расчетной температуры воды при одновременном испытании всей сети, испытания сети выполняют по частям. Давление воды в тепловой сети при испытаниях не должно превышать значений, которые имеют место при эксплуатационном режиме, т. е. во всех точках сети должно соблюдаться условие $P_{\text{исп}} \leq P_{\text{экс}}$.

Если испытания тепловой сети на расчетную температуру теплоносителя проводят по частям, необходимо предусмотреть соответствующее снижение давления в подающем трубопроводе на выходе с ТЭЦ. Для этого

в каждом конкретном случае перед началом испытаний делают оценочный гидравлический расчет для наиболее неблагоприятных точек сети. Во всех точках подающей линии тепловой сети при испытаниях поддерживают давление, обеспечивающее не вскипание воды при расчетной температуре.

На период испытаний должны быть заданы определенные параметры: максимальная (расчетная) температура сетевой воды на выходе с ТЭЦ; максимально допустимая температура обратной воды на ТЭЦ; давление в обратном коллекторе ТЭЦ; давление в подающем коллекторе ТЭЦ; ожидаемый расход сетевой воды; ожидаемый максимальный отпуск теплоты (с указанием, в какие часы суток); ожидаемый минимальный отпуск теплоты при прохождении цикла температуры обратной воды после окончания испытаний (с указанием, в какие часы суток) и максимально допустимая величина подпитки. Отклонения от заданного режима испытаний не должны превышать: по температуре воды в подающем коллекторе ТЭЦ (относительно максимального значения) $\pm 2^\circ\text{C}$; по давлению в обратном коллекторе ТЭЦ — $0,2 \text{ кгс/см}^2$; по давлению в подающем коллекторе ТЭЦ $\pm 5\%$.

Температуру воды на тепловых вводах систем теплоснабжения не задают; она определяется естественным охлаждением воды по длине теплопровода. При подготовке к испытаниям следует учитывать значительные изменения объемов воды в тепловой сети при повышении и снижении температуры в процессе испытаний. Величину ожидаемого часового прироста объема воды в тепловой сети ($\text{м}^3/\text{ч}$) при изменении температуры можно приблизительно определить по формуле

$$\Delta V = G \left(\frac{1}{v_{t_2}} - \frac{1}{v_{t_1}} \right),$$

где G — расход циркулирующей воды, кг/ч ; v_{t_2} и v_{t_1} — объемная масса воды при температуре соответственно t_1 и t_2 , кг/м^3 ; t_1 и t_2 — соответственно начальная и конечная температура воды, $^\circ\text{C}$.

При испытаниях заданную величину давления в обратном трубопроводе ТЭЦ поддерживают регулированием величины подпитки дренажа. Скорость изменения температуры воды при испытаниях определяют при подтеке температуры в зависимости от пропускной способности дренажного трубопровода, а при

снижении температуры — в зависимости от пропускной способности подпиточного устройства. При этом скорость изменения температуры не должна превышать 30°C/ч .

Температура воды в присоединенных к тепловой сети системах отопления при испытаниях не должна превышать расчетной величины для систем отопления, а для систем горячего водоснабжения она должна быть не более 70°C .

В период испытаний с целью снижения температуры воздуха внутри помещений потребителям следует рекомендовать усиленно проветривать помещения.

Измерения и измерительная аппаратура. При испытаниях на расчетную температуру измеряют следующие параметры (рис. 7.9):

а) на ТЭЦ: температуру воды в подающем T_1 и обратном T_2 трубопроводах, давление в подающем P_1 и обратном P_2 трубопроводах, расход сетевой воды G_c , расход подпиточной воды G_p ;

б) на тепловых пунктах систем теплоснабжения: температуру воды в подающем t_1 и обратном t_2 трубопроводах тепловой сети, температуру воды в подающем t_3 и обратном t_4 трубопроводах отопительной системы, температуру воды в системе горячего водоснабжения t_5 , давление в подающем P_1 и обратном P_2 трубопроводах тепловой сети;

в) в тепловой сети: величину максимального перемены стаканах сальниковых компенсаторов на подающем трубопроводе Δl_{max} (измеряют выборочно в предусмотренных программой местах)

Для измерения температуры воды при испытаниях применяют: на ТЭЦ — регистрирующие термометры, на тепловых пунктах систем теплоснабжения — ртутные термометры с ценой деления $0,5$ — $1,0^\circ\text{C}$. Для измерения давления используют: на ТЭЦ — регистрирующие манометры, на тепловых пунктах систем теплоснабжения — пружинные манометры класса $1,0$ — $1,5$.

Расход сетевой и подпиточной воды измеряют с помощью нормальных измерительных диафрагм и регистрирующих расходомеров. Расчет, изготовление и установку измерительных диафрагм выполняют согласно действующим «Правилам измерения расхода жидкостей, газов и паров стандартными диафрагмами и соплами», (М.: Стандарты, 1980).

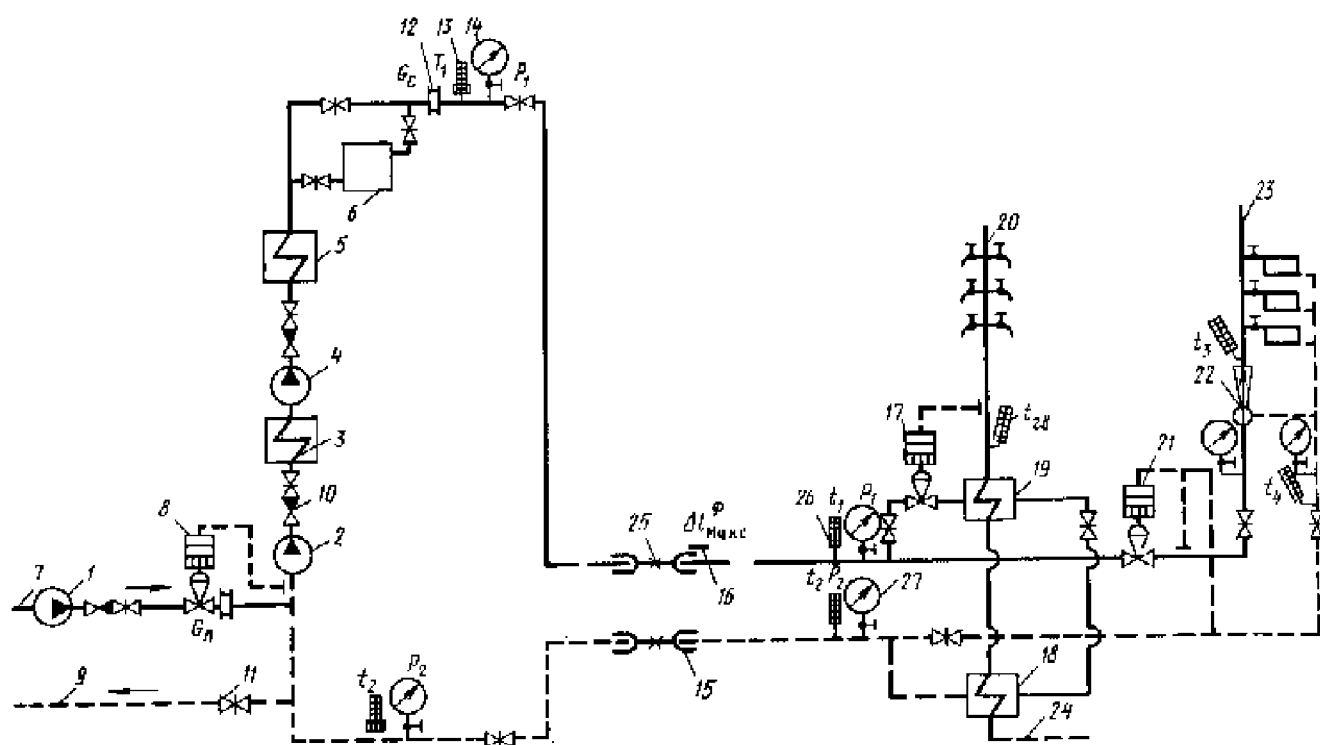


Рис. 7.9. Схема работы тепловой сети и расстановки контрольно-измерительной аппаратуры при испытаниях

Величину максимального перемещения стаканов сальниковых компенсаторов измеряют с помощью специальных фиксирующих приспособлений, установленных до начала испытаний, так как людям запрещается находиться в тепловых камерах и тоннелях при испытаниях на расчетную температуру. Температуру воды, необходимую для оценки величины перемещения стакана сальникового компенсатора, измеряют на ближайшем тепловом пункте. Для измерения максимального перемещения стакана сальникового компенсатора рекомендуется применять фиксатор перемещения.

Фиксатор (рис. 7.10) представляет собой стержень 4, один конец которого ввернут в торец стяжного болта 3 грунта-бухсы 2 компенсатора, а на другой свободный конец посажены две фиксирующие шайбы 5. К трубопроводу вблизи примыкания его к стакану компенсатора приварена вилка 6. Высоту вилки выбирают в зависимости от диаметра трубы. Перед испытаниями при начальной температуре воды в трубопроводе шайбы подводят вплотную к вилке, а стержень смазывают тугоплавкой смазкой (например, консталином УТ-2). Во время повышения температуры воды при испытаниях вилка перемещается вместе со стаканом компенсатора и передвигает левую шайбу. После окончания испытания и снижения температуры до начальной измеряют величину максимального хода компенсатора.

1 — подпиточный насос; 2 — первая ступень сетевых насосов; 3 — первая ступень сетевых подогревателей; 4 — вторая ступень сетевых насосов; 5 — вторая ступень сетевых подогревателей; 6 — пиковый котел; 7 — подпиточный трубопровод; 8 — регулятор подпитки; 9 — дренажный трубопровод ($d = 100-200$ мм); 10 — обратный клапан; 11 — задвижка; 12 — измерительная диафрагма с регистрирующим расходомером; 13 — регистрирующий термометр; 14 — регистрирующий манометр; 15 — сальниковый компенсатор; 16 — фиксатор перемещения стакана компенсатора; 17 — регулятор температуры; 18 — первая ступень подогревателей горячего водоснабжения; 19 — вторая ступень подогревателей горячего водоснабжения; 20 — система горячего водоснабжения; 21 — регулятор расхода; 22 — элеватор; 23 — система отопления; 24 — водопровод; 25 — неподвижная опора; 26 — термометр; 27 — манометр

Величину теоретического перемещения стакана сальникового компенсатора определяют по формуле

$$\Delta l = \alpha \Delta t l,$$

где α — коэффициент линейного расширения (для стали $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-2}$), мм/(м·°C); Δt — разность между максимальной и начальной температурой теплоносителя, °C; l — длина компенсационного участка трубопровода (от неподвижной опоры до компенсатора), м.

Величину теоретического перемещения можно также определять по номограмме (рис. 7.11).

Подготовка к испытаниям. Испытания на расчетную температуру теплоносителя проводят под руководством начальника района

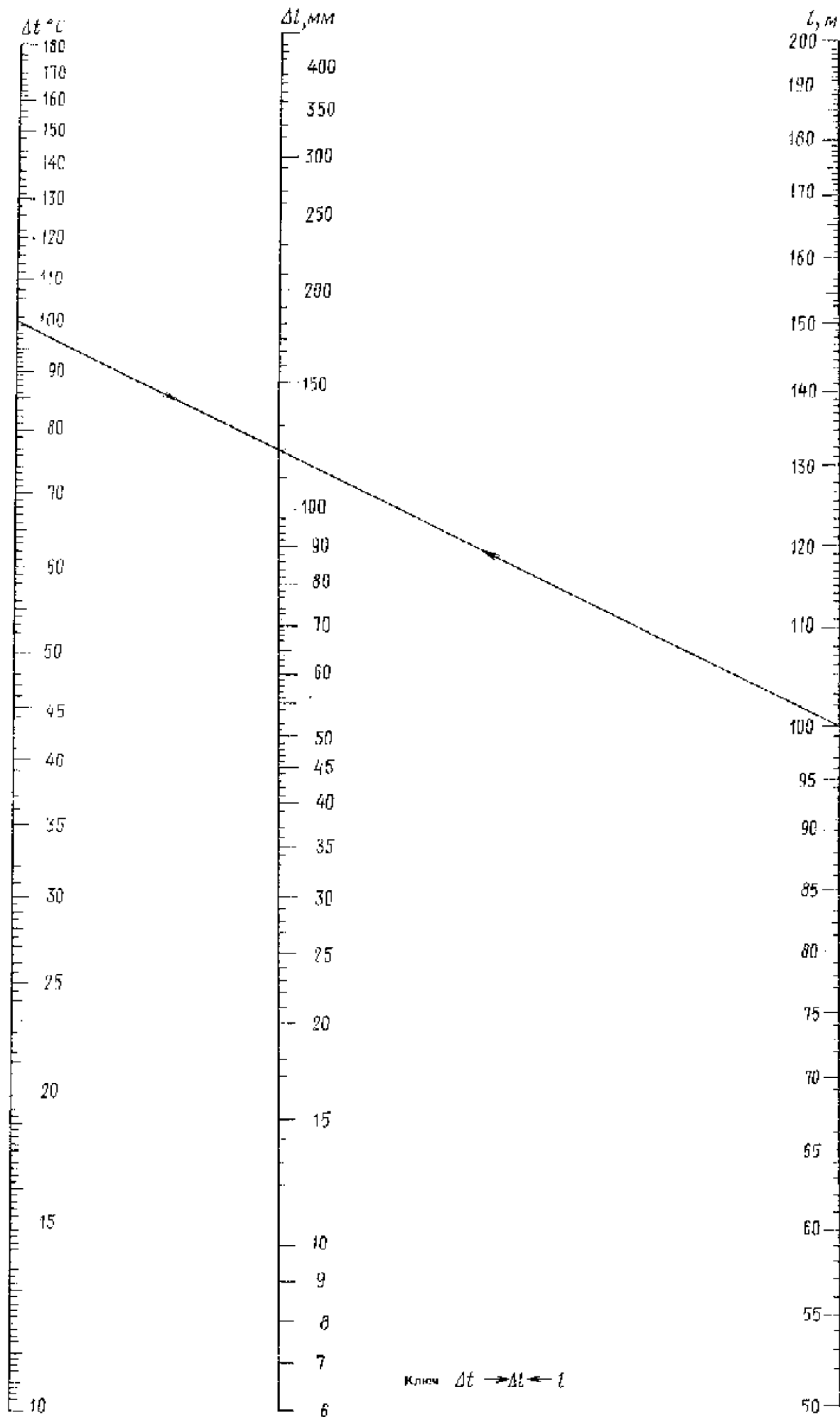


Рис. 7.11. Помограмма для определения расчетных температурных удлинений стальных трубопроводов тепловых сетей

l — длина компенсационного участка трубопровода;
 Δt — величина изменения температуры теплоносителя;
 Δl — расчетная величина удлинения трубопровода

ловых вводах систем теплоснабжения, расположенных на конечных участках тепловой сети, а также на нескольких тепловых вводах по длине тепловой сети на различном удалении от ТЭЦ. Персонал предприятия тепловой сети записывает показания приборов на пунктах наблюдения.

Выборочную проверку компенсирующей способности компенсационных участков тепловой сети выполняют в местах, где при эксплуатации наблюдались недостаточные (по оценочным измерениям) величины перемещений стаканов сальниковых компенсаторов. Компенсирующую способность участков оценивают путем сопоставления максимальных фактических перемещений стаканов сальниковых компенсаторов, измеренных при испытаниях с помощью фиксаторов, с теоретическими значениями, определенными расчетным путем. Непосредственно перед испытаниями до начала прогрева тепловой сети (при температуре 70–80°C) настраивают смонтированные на сальниковых компенсаторах фиксаторы перемещений.

Предусмотренные программой системы теплоснабжения отключают с помощью входных задвижек на подающих и обратных трубопроводах тепловых пунктов. В случае неплотности этих задвижек дополнительно отключают задвижки, установленные в тепловых камерах на ответвлениях к тепловым пунктам. В местах, где задвижки не обеспечивают плотного отключения, ставят заглушки.

Из эксплуатационного персонала предприятия тепловой сети и обслуживающего персонала систем теплоснабжения выделяют дежурных для наблюдения за трассой тепловой сети и своевременного выявления возможных мест повреждений. На тепловых пунктах систем теплоснабжения, находящихся во время испытаний в работе, организуют дежурство обслуживающего персонала. Особое внимание уделяют абонентам систем с насосным подмешиванием; проводят мероприятия, обеспечивающие бесперебойную работу насосов во время испытаний. Персонал, участвующий в испыта-

ниях, должен быть четко распределен по пунктам наблюдения и по участкам трассы тепловой сети, ознакомлен с программой испытаний, с возлагаемыми на него обязанностями и требованиями техники безопасности. На пунктах наблюдения персонал обеспечивают средствами связи для оперативного сообщения руководителю испытаний о величинах измеряемых параметров и возможных неполадках. Для объезда трассы тепловой сети во время испытаний персонал выезжают автотранспорт.

Абонентов оповещают о намеченных испытаниях через ответственных уполномоченных под расписку не позднее чем за 48 ч до начала испытаний. Абонентам, системы теплоснабжения которых на период испытаний подлежат отключению, сообщают время, на которое система будет отключена. До начала испытаний проверяют выполнение мероприятий по технике безопасности.

Порядок проведения испытаний. Перед началом испытаний тепловую сеть прогревают при температуре воды в подающем трубопроводе 100°C. Продолжительность прогрева определяют исходя из обеспечения двукратной циркуляции воды через наиболее удаленные участки испытываемой сети. Затем проводят расстановку персонала в пунктах наблюдения и на трассе тепловой сети. В предусмотренный программой срок на ТЭЦ начинают постепенно поднимать температуру воды при строгом контроле за давлением в обратном коллекторе тепловой сети и величиной подпитки (дренажа). Заданную расчетную температуру поддерживают постоянной в течение установленного программой времени, а затем плавно снижают до 70–80°C.

Скорость повышения и снижения температуры выбирают такой, чтобы в течение всего периода испытаний соблюдалось заданное давление в обратном коллекторе ТЭЦ. При повышении температуры поддерживают давление в обратном коллекторе сначала путем регулирования величины подпитки, а затем полным прекращением подпитки и дренированием воды из обратного коллектора. Для создания возможного автоматического регулирования давления в обратном коллекторе ТЭЦ, в период дренирования (при неавтоматизированном дренаже) допускается повышение расхода дренируемой воды против необходимого до величины, при которой вступает в работу регулятор

подпитки. Расход дренируемой воды при этом устанавливают возможно меньшим.

С начала испытаний (с момента повышения температуры) в пунктах наблюдения на тепловой сети непрерывно (с интервалом 10—15 мин) измеряют температуру и давление. В наиболее удаленных от ТЭЦ точках сети измерения можно начинать позднее с учетом времени прогона воды от ТЭЦ до этих точек. На тепловых вводах с насосным подмешиванием наблюдение за температурой воды, поступающей в отопительную систему, ведут непрерывно. При останове насосов системе отопления немедленно отключают. Руководитель испытаний по данным, поступающим из пунктов наблюдения, следит за повышением температуры на ТЭЦ и в тепловой сети и прохождением температурной волны по участкам тепловой сети.

Для своевременного выявления повреждений, которые могут возникнуть в тепловой сети при испытаниях, особое внимание следует уделять режимам подпитки и дренирования. Поскольку расходы подпиточной и дренируемой воды в процессе испытаний сильно изменяются, это затрудняет определение по ним момента появления неплотностей в сети. Поэтому в период неустановившегося режима необходимо анализировать причины каждого резкого увеличения расхода подпиточной и снижения расхода дренируемой воды. Герметичность (плотность) тепловой сети при испытаниях наиболее правильно можно определить в период установившейся максимальной температуры теплоносителя. Резкое отклонение величины подпитки от начальной в этот период свидетельствует о появлении неплотности в тепловой сети и о необходимости принятия срочных мер по ликвидации повреждения.

Специально выделенный персонал во время испытаний объезжает и осматривает тепловую сеть (без спуска в тепловые камеры и туннели) и о выявленных дефектах немедленно сообщает руководителю испытаний. При обнаружении дефектов, которые могут привести к серьезным последствиям, испытания приостанавливают до устранения этих дефектов. Системы теплопогребания, температура воды в которых при испытаниях превысила расчетную для отопления величину, а для горячего водоснабжения 75°C, немедленно отключают.

Измерения температуры и давления в пунк-

тах наблюдения заканчивают после прохождения в данном месте температурной волны и снижения температуры в подающем трубопроводе до 100°C. Испытания считают законченными после снижения температуры воды в подающем трубопроводе тепловой сети до 70—80°C.

Выявление дефектов. По окончании испытаний тепловую сеть тщательно осматривают:

а) измеряют величины максимального перемещения стаканов сальниковых компенсаторов в местах, где для этих целей устанавливали фиксаторы перемещений;

б) проверяют состояние компенсаторов на всей тепловой сети (герметичность сальниковых уплотнений, целостность сварных соединений, наличие следов теплового перемещения);

в) определяют состояние подвижных и неподвижных опор, расположенных в доступных местах, выявляют места смещения опор и поврежденные элементы;

г) проверяют состояние запорной арматуры (целость арматуры, плотность фланцевых соединений);

д) выявляют места неплотностей теплопроводов.

Для сальниковых компенсаторов, на которых устанавливали фиксаторы перемещений, сопоставляют фактические и теоретические максимальные перемещения стаканов. Фактическая величина максимального перемещения должна составлять не менее 75% теоретического значения. Меньшая величина свидетельствует о неудовлетворительной компенсирующей способности компенсационного участка тепловой сети и необходимости принятия мер к ее устранению. Такими причинами могут быть: просадка теплопровода, вызывающая перехос компенсатора, смещение неподвижной опоры, большие силы трения теплопровода о грунт (при бесканальной прокладке), чрезмерное уплотнение сальниковой набивки и т. п.

После проведения испытаний составляют акт, содержащий:

а) краткие данные по режиму испытаний (максимальные значения температуры воды в подающем и обратном трубопроводах на ТЭЦ, давление воды в подающем и обратном трубопроводах на ТЭЦ, расходы сетевой воды, максимальные температуры воды, достигнутые в конечных точках тепловой сети, время поддержания максимальной температуры, время про-

беге температурной волны до наиболее удаленных потребителей);

б) перечень выявленных по результатам осмотра дефектов и предполагаемые причины их возникновения;

в) перечень мероприятий по устранению выявленных дефектов.

Если в процессе испытаний наблюдались затруднения с поднятием температуры воды до расчетного значения, имели место большие величины падения температуры по длине сети или возникали другие причины, мешающие обеспечению заданных режимов, все они должны быть отражены в акте. Одновременно с осмотром тепловой сети представители абонентов тепловой сети после окончания испытаний осматривают оборудование тепловых пунктов и систем теплопотребления, находившихся в работе во время испытаний.

Указания по технике безопасности. Испытания тепловых сетей на расчетную температуру теплоносителя должны производиться по наряду. К выполнению работ допускаются работники, прошедшие инструктаж и сдавшие экзамен в объеме соответствующих разделов «Правил техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей» М.: Энергоатомиздат, 1985. До начала испытаний следует подготовить и проверить средства оповещения для обеспечения бесперебойной связи руководителя испытаний с наблюдателями на тепловых пунктах и дежурным персоналом на тепловой сети. Персоналу при испытаниях запрещается находиться в тепловых камерах и туннелях. Опускаться в тепловые камеры и туннели разрешается в случае крайней необходимости только по указанию руководителя испытаний.

При испытаниях запрещается производить на тепловой сети и присоединенных к ней системах теплопотребления какие-либо работы, не связанные с испытаниями. В период испытаний на трассе тепловой сети не должны находиться строители. Для своевременного выявления мест повреждения и обеспечения безопасности для окружающих на время испытаний следует установить по указанию руководителя испытаний (исходя из местных условий) наблюдение за всей трассой тепловой сети. Для этой цели должен быть выделен эксплуатационный персонал тепловой сети и абонен-

тов, а также персонал соответствующих служб промышленных предприятий. Особое внимание необходимо уделять участкам сети в местах движения пешеходов и транспорта, участкам бескапальной прокладки, участкам, где ранее наблюдались коррозионные разрушения труб. При обнаружении в каком-либо месте тепловой сети признаков утечки теплоносителя (парение, появление горячей воды, образование промоин) следует немедленно сообщить об этом руководителю испытаний, одновременно принять меры по ограждению этого участка и организовать постоянное дежурство до конца работ по устранению повреждения.

7.4. ИСПЫТАНИЯ НА ПЛОТНОСТЬ

Общие положения. Тепловые сети испытывают на герметичность (плотность) после окончания строительства перед вводом их в эксплуатацию, а затем ежегодно после окончания отопительного периода для выявления дефектов, подлежащих устранению при капитальном ремонте и после окончания ремонта, перед включением сетей в эксплуатацию.

Вновь построенные тепловые сети предварительно испытывают на плотность (опрессовывают) отдельными участками после сварки и укладки трубопроводов на постоянные опоры до перекрытия каналов или засыпки траншей. Испытываемые участки должны иметь свободный доступ для тщательного осмотра и простукивания герметичных соединений.

Окончательные гидравлические испытания всего трубопровода производят вместе с установленным оборудованием (задвижками, компенсаторами, слусковыми и воздушными кранами и т. п.). При надземной прокладке теплотрассы, а также прокладке в проходных каналах или коллекторах, обеспечивающих доступ и осмотр трубопроводов во время эксплуатации, испытание проводят один раз после полного окончания монтажа. Задвижки испытывают до их установки на трубопроводе.

При низких температурах наружного воздуха или при отсутствии воды на месте на вновь вводимых в эксплуатацию тепловых сетях (по согласованию с эксплуатирующей организацией) вместо гидравлических испытаний на плотность проводят пневматические испытания согласно правилам СН 298 65.

При испытании тепловых сетей на плотность применяют пружинные манометры класса точности не ниже 1,5 с диаметром корпуса не менее 150 мм, шкалой на номинальное давление около $4/3$ измеряемого и ценой деления $0,1 \text{ кгс/см}^2$. Манометры должны быть опломбированы госповерителем. Не допускается использовать манометры с просроченными пломбами. Для простукивания сварных швов на стыках используют молоток с закругленным бойком массой не более $1,5 \text{ кг}$ и ручкой длиной не более 500 мм .

Гидравлические испытания на герметичность вновь сооруженных тепловых сетей. Предварительную проверку герметичности отдельных участков теплосети после их сварки и укладки на постоянные опоры производят в следующем порядке. Испытываемый участок трубопровода изолируют от действующих сетей глухими фланцами или заглушками. Использование задвижек для отключения испытываемого участка от действующей сети не допускается. Подающий и обратный трубопроводы после наполнения водой и спуска воздуха ставят под пробное избыточное давление 16 кгс/см^2 ($1,6 \text{ МПа}$) в самой высокой точке прокладки. При этом избыточное давление в нижней точке (при большом перепаде отметок местности) не должно превышать 24 кгс/см^2 ($2,4 \text{ МПа}$). В противном случае протяженность испытываемых участков следует сократить. Трубопроводы выдерживают под испытательным давлением в течение времени, необходимого для тщательного осмотра и простукивания стыков, но не менее 10 мин . При простукивании удары следует наносить на расстоянии не менее 150 мм от сварного шва.

Результаты предварительного испытания на герметичность сети считаются удовлетворительными, если во время их проведения не произошло падения давления, а в сварных швах труб не обнаружено признаков разрыва, течи или запотевания. Задвижки перед их установкой на трубопровод испытывают под давлением, принятым для этого трубопровода, но не менее 16 кгс/см^2 ($1,6 \text{ МПа}$) для задвижек на подающем и 12 кгс/см^2 ($1,2 \text{ МПа}$) на обратном трубопроводах. Задвижки испытывают при двух положениях уплотнительных колец: при открытом положении с заглушенным фланцем задвижки — для проверки плотности сальниковых устройств; при закрытом положе-

нии — для проверки плотности притирки колец.

Окончательную проверку герметичности (плотности) тепловых сетей перед вводом их в эксплуатацию выполняют под давлением $1,25$ рабочего, но не менее 16 кгс/см^2 ($1,6 \text{ МПа}$) в подающем и 12 кгс/см^2 ($1,2 \text{ МПа}$) в обратном трубопроводах (в верхней точке сети). Все секционирующие задвижки и задвижки на ответвлениях испытываемой сети при этом должны быть открыты. При температуре наружного воздуха ниже 1°C испытания проводят водой, подогретой до $50\text{--}60^\circ\text{C}$. Для быстрого удаления воды в целях предотвращения ее замерзания предусматривают устройства, обеспечивающие дренаж ее из трубопроводов в течение 1 ч . Продолжительность окончательных испытаний теплосети на герметичность определяется временем, необходимым для ее осмотра, и должна быть не менее 10 мин .

При обнаружении дефектов, требующих для их устранения значительного времени, испытания прекращают, а при температуре наружного воздуха ниже 1°C немедленно опорожняют трубопровод и проверяют, не осталась ли в нижних точках вода. Результаты испытаний считаются удовлетворительными, если во время их проведения не произошло падения давления по манометру и не обнаружены признаки разрыва, течи или увлажнения сварных швов, корпусов и сальников арматуры, фланцевых соединений и т.п.

Пневматические испытания на герметичность вновь построенных тепловых сетей. Пневматические испытания проводят на участках длиной не более 1000 м . При прокладке трассы вне населенных пунктов разрешается в виде исключения испытывать участки длиной до 3000 м . Величина испытательного давления при пневматических испытаниях равна рабочему давлению сети с коэффициентом $1,25$, но не ниже 16 кгс/см^2 ($1,6 \text{ МПа}$) для подающих и 10 кгс/см^2 (1 МПа) обратных трубопроводов.

Продолжительность нахождения трубопроводов под испытательным давлением составляет 30 мин , затем давление снижают до 3 кгс/см^2 ($0,3 \text{ МПа}$) и трубопроводы осматривают. Места утечек воздуха выявляют путем обмыливания мест соединений, по звуку, одоризацией или задымлением воздуха в трубопроводе. Результаты предварительных испытаний считаются положительными, если при тща-

Таблица 7.11. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ИСПЫТАНИЯ И ДОПУСТИМАЯ ВЕЛИЧИНА ПАДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ НА 1000 М ДЛИНЫ ТРУБОПРОВОДА

Диаметр условного прохода трубопровода, мм	Продолжительность испытания, ч (мин)	Допустимое падение давления, мм вод. ст.	Диаметр условного прохода трубопровода, мм	Продолжительность испытания, ч (мин)	Допустимое падение давления, мм вод. ст.
100	0—30	35	500	4	50
125	0—30	45	600	4	50
150	1	75	700	6	60
200	1	55	800	6	60
250	1	45	900	6	40
300	2	75	1000	12	70
350	2	55	1100	12	60
400	2	45	1200	12	50
450	4	75			

Примечание. При различных диаметрах трубопроводов на испытываемом участке общей продолжительности испытаний и допустимое падение давления пропорциональны длине труб каждого диаметра.

тельном осмотре труб не обнаружено никаких дефектов в сварных швах, нарушения целостности трубопроводов и утечек.

Длительность предварительных испытаний определяется временем, необходимым для тщательного осмотра труб. Выявленные при осмотре дефекты устраняют после снятия избыточного давления в трубопроводе. Окончательные испытания пневматическим способом выполняют после завершения монтажа в следующей последовательности: а) давление в трубопроводе доводят до испытательного и выдерживают в течение 30 мин, б) при отсутствии признаков нарушения целостности трубопровода давление снижают до 0,5 кгс/см² (0,05 МПа), при котором его выдерживают в течение 24 ч; в) по истечении срока выдержки устанавливают давление $p_в$, равное 3000 мм вод. ст. по жидкостному манометру, отмечают время начала испытания, а также барометрическое давление $p_в^6$ мм рт. ст.; г) по истечении времени испытания измеряют давление в трубопроводе $p_к$ мм вод. ст. и барометрическое давление $p_к^6$ мм рт. ст.; д) истинную величину снижения давления (ΔP мм вод. ст.) в трубопроводе определяют по формуле

$$\Delta P = \gamma (p_в - p_к) - 13,6 (p_в^6 - p_к^6),$$

где γ — плотность заполнителя жидкостного манометра (для воды $\gamma = 1$ г/см³). При использовании в жидкостном манометре керосина ($\gamma = 0,87$ г/см³) высота столба в начале испытания должна быть 3430 мм.

Трубопровод считают выдержавшим окончательное пневматическое испытание, если за

время испытания не обнаружено нарушения его целостности, а величина падения давления не превышает допустимую величину, приведенную в табл. 7.11.

Гидравлические испытания на герметичность тепловых сетей и систем теплоснабжения, находящихся в эксплуатации. Испытание тепловых сетей на герметичность (плотность) проводят по отдельным отходящим от источника теплоты магистралям. Эти магистрали испытывают целиком или по частям в зависимости от наличия оперативных средств транспорта и связи между дежурным персоналом источника теплоты и бригадой, проводящей испытания, а также от их численности. При испытаниях тепловые пункты потребителей и водоподогревательные установки источника теплоты отключают. Температура воды в трубопроводах в этот период не должна превышать 40°C, а давление должно быть равно рабочему давлению с коэффициентом 1,25, но не ниже 16 кгс/см² (1,6 МПа). Необходимое давление обеспечивается сетевым насосом источника теплоты. Предварительно открывают одну или несколько перемычек между подающим и обратным трубопроводами в конце сети из расчета, чтобы расход воды через эти перемычки обеспечивал работу сетевого насоса на ниспадающей части его характеристики.

После включения сетевого насоса и создания циркуляции давление в сети повышают путем постепенного прикрытия задвижки на обратном трубопроводе испытываемой магистрали у коллектора источника теплоты до врезки (по ходу воды) подпиточного трубопровода.

При достижении необходимого давления в подающем трубопроводе задвижку на обратном трубопроводе прикрывают до тех пор, пока перепад давлений между подающим и обратным трубопроводами в источнике теплоты не достигнет $1-3 \text{ кгс/см}^2$ ($0,1-0,3 \text{ МПа}$). При испытании участков сети, в которых по условиям профиля местности сетевые насосы не могут создать давление, равное $1,25$ рабочего, применяют передвижные насосные установки или гидравлические прессы.

В начальный момент испытания подпитка тепловой сети может превысить нормативную величину, что объясняется сжатием имеющегося в сети воздуха. Однако при достаточной герметичности (плотности) сети величина подпитки через $10-15$ мин снижается до нормативной и удерживается на этом уровне. Превышение нормативной величины подпитки ($0,1\%$ вместимости испытываемой сети) или тенденция к ее увеличению спустя $10-15$ мин после начала испытаний свидетельствует о сверхнормативной утечке и плохой герметичности сети. В этом случае сетевой насос останавливают и испытание прекращают до обнаружения места утечки и ее устранения.

Для ускорения проверки герметичности сети и нахождения места утечки в период проверки допускается устранять дефекты в стыках путем чеканки, а также уплотнять сборные и фланцевые соединения с помощью наложения хомутов на резиновых прокладках. По окончании проверки плотности сети обнаруженные дефекты устраняют обычными методами. После устранения всех дефектов проводят повторную проверку герметичности сети. Длительность контрольных испытаний на герметичность (плотность) определяется временем, необходимым для осмотра сети. Сеть считается выдержавшей испытание на герметичность, если при нахождении ее в течение 10 мин под давлением, равным $1,25$ рабочего, подпитка не превышает нормативной величины. Герметичность ответвлений проверяют после восстановления циркуляции воды в магистрали путем установления в них давления, равного давлению в магистральном трубопроводе.

Оборудование тепловых пунктов и все подземные трубопроводы внутриквартальных и внутридворовых сетей после центральных тепловых пунктов, а также трубопроводы и оборудование систем теплоснабжения подвергают

гидравлическим испытаниям на герметичность при избыточном давлении $1,25$ рабочего, но не ниже: а) для элеваторных узлов и водоподогревателей систем отопления и горячего водоснабжения — 10 кгс/см^2 (1 МПа); б) для подземных трубопроводов после тепловых пунктов — 12 кгс/см^2 ($1,2 \text{ МПа}$); в) для систем водяного отопления с чугунными отопительными приборами — $7,5 \text{ кгс/см}^2$ ($0,75 \text{ МПа}$) в нижней точке системы, а для панельных и конвекторных систем — 10 кгс/см^2 (1 МПа); г) для калориферов систем отопления и вентиляции — 9 кгс/см^2 ($0,9 \text{ МПа}$); д) для систем горячего водоснабжения, подсоединенных к открытым тепловым сетям, — $7,5 \text{ кгс/см}^2$ ($0,75 \text{ МПа}$).

Испытания оборудования тепловых пунктов, теплопроводов от центральных тепловых пунктов и систем теплоснабжения проводят в следующем порядке: а) после наполнения трубопроводов или систем и полного удаления воздуха через воздухопускные устройства из всех верхних точек давления в трубопроводах доводят до рабочего и выдерживают в течение времени, необходимого для тщательного осмотра сварных и фланцевых соединений, оборудования, арматуры и т. п., но не менее 10 мин; б) если в течение этого времени не обнаружены дефекты или утечки, давление доводят до испытательного.

Результаты гидравлических испытаний считаются удовлетворительными, если во время их проведения: а) в сварных швах труб, фланцевых соединениях, корпусах арматуры и т. п. не обнаружены признаки разрыва, течи или потения; б) при испытании оборудования тепловых пунктов и отходящих от них теплопроводов дворовых и квартальных сетей в течение 10 мин не произошло падения давления. При испытании систем панельного отопления падение давления в течение 15 мин допускается не более $0,1 \text{ кгс/см}^2$ ($0,01 \text{ МПа}$).

Окрашивание сетевой воды позволяет определить места ее утечки в коммуникациях действующих ТЭЦ, котельных, тепловых сетях, подогревателях горячего водоснабжения, выявить скрытые перемычки между тепловыми сетями и системами теплоснабжения при независимой схеме присоединения, обнаружить водоразбор из закрытых систем теплоснабжения, а также содержание сетевой воды в затопленных грунтовыми и поверхностными во-

дами каналах и камерах. Применять краситель можно только с разрешения Главного санитарного врача Города или населенного пункта. Одним из требований, предъявляемым к красителю, является возможность его обнаружения при незначительной концентрации.

В качестве индикатора утечки сетевой воды применяют флуоресцин—натрий (уранин) чистый ($C_{20}H_{10}Na_2O_5$) (ТУ 6-09-2281-77, выпускаемый Березниковским химическим заводом. Допускается также применять технический флуоресцин ($C_{20}H_{12}O_5$). Уранин — желто-коричневый порошок, растворяется в воде с желтой окраской и интенсивной зеленой флуоресценцией. При подкислении флуоресценция исчезает, при подщелачивании появляется вновь. Применяется как адсорбционный или флуоресцентный индикатор. Флуоресцин желтовато-красный или красный кристаллический порошок не растворимый в воде, эфире, хлороформе, бензоле. Растворяется при нагревании в спирте, ацетоне, уксусной кислоте. Хорошо растворяется в едких щелочах, образует желто-красный раствор, обладающий интенсивно-зеленой флуоресценцией в ультрафиолетовых лучах. Использование уранина предпочтительнее благодаря хорошей растворимости. В системах Мосэнерго, Челябинэнерго применяют флуоресцин.

Для приготовления водорастворимой соли флуоресцина необходимо на 100 кг флуоресцина взять 20 л 42%-ного раствора щелочи (12,5 кг 100%-ного NaOH) и 250 л воды.

Рабочий раствор вводят в линию подпиточной воды перед деаэратором или в бак подпиточной воды теплосети. Необходимое время дозирования определяется из условия равномерного распределения флуоресцина в сетевой воде с учетом длины магистральных трубопроводов. Количество флуоресцина рассчитывают, исходя из объема воды в трубопроводах теплосети с учетом расхода подпиточной воды за период проведения испытаний.

Рабочая концентрация флуоресцина в сетевой воде составляет 1,0—1,5 г/м³ и ее следует поддерживать в течение 2—5 сут. необходимых для проверки всех возможных мест утечки сетевой воды. Скорость дозирования и расход раствора флуоресцина контролируют с помощью расходомера (ротаметра) или по изменению уровня в баке рабочего раствора флуоресцина.

Отбор проб воды у потребителей, в камерах и каналах тепловых сетей, после очистных сооружений промышленных предприятий, из систем горячего водоснабжения осуществляет персонал теплосети по специально составленному графику. Перед отбором проб из системы горячего водоснабжения понижают давление водопроводной воды, для чего отключают насосы в тепловом пункте или частично закрывают задвижки. Наличие флуоресцина в пробах определяют по видимой окраске воды или (для малых концентраций индикатора) с помощью специального прибора источника ультрафиолетовых лучей.

ГЛАВА 8. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И ТЕПЛОВЫХ ПУНККТОВ

8.1. ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ И ТЕХНИЧЕСКИЙ НАДЗОР ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Магистральные трубопроводы тепловых сетей проектируют на основании технических заданий, составляемых в соответствии с перспективным планом развития системы теплоснабжения города («Схем теплоснабжения», разрабатываемых для городов с расчетной

тепловой нагрузкой более 100 Гкал/ч (418,7 ГДж/ч) и «Предложений по централизованному теплоснабжению» — для городов с расчетной тепловой нагрузкой менее 100 Гкал/ч (418,7 ГДж/ч). Распределительные и квартальные тепловые сети, а также системы теплоснабжения проектируют на основании задания на проектирование, составляемого потребителем теплоты.

Перед составлением задания на проекти-

рование потребитель теплоты обязан получить в энергоснабжающей организации разрешение и технические условия на присоединение систем теплоснабжения к тепловым сетям. Для получения разрешения и технических условий на присоединение потребитель теплоты (проектная организация) должен представить в организацию, эксплуатирующую тепловую сеть, следующие данные: а) о размещении площадки строительства — план участка на геодезической подоснове с нанесением соответствующих подземных коммуникаций (в масштабе не менее 1:2000); б) характеристику присоединяемых зданий и сооружений — назначение зданий, наружный объем (m^3), геодезическую отметку пола подвала, высоту или этажность, удельные теплотери; в) тепловые нагрузки и распределение потребления теплоты по годам планируемого периода по отдельным видам теплового потребления, а также расчетные параметры теплоносителя в системах теплоснабжения; г) требования по надежности теплоснабжения; д) анкеты исходных данных для существующих зданий, присоединяемых к тепловым сетям эксплуатирующей организации при закрытии местной котельной. Выполнение выданных для проектирования технических условий является обязательным.

Проектная организация или потребитель обязаны до начала строительства тепловой сети или систем теплоснабжения согласовать проект с предприятием, эксплуатирующим тепловую сеть. На согласование представляют два экземпляра проекта (согласно СН 460-74), в состав которого входят расчетно-поисковая записка, рабочие чертежи строительной и электрической частей, части КИП и автоматики и защиты сетей от коррозии. Один экземпляр согласованного проекта передают эксплуатирующей организации. Если запроектированная тепловая сеть пересекает подземные сооружения, проектная организация обязана также согласовать проект с организациями, эксплуатирующими эти сооружения. При согласовании должно быть проверено соответствие проекта СНиП правилам технической эксплуатации, требованиям Госгортехнадзора и техники безопасности при эксплуатации тепловых сетей, ГОСТам и сортаментам применяемых материалов и оборудования, а также выданным ранее техническим условиям на присоединение.

Строительство тепловых сетей, тепловых пунктов и систем теплоснабжения производится под техническим надзором эксплуатирующей организации. Потребитель или строительная организация до начала строительства заключают договор с эксплуатирующей организацией на технический надзор за строительством. В функции технического надзора входят контроль за качеством выполняемых работ и соответствием применяемых материалов и оборудования проекту, промежуточные испытания и пооперационная приемка сооружений. Строительная организация обязана предъявить представителю технадзора на осмотр, заключение и приемку (пооперационно до начала работ по следующей операции) все элементы строящихся тепловых сетей и тепловых пунктов.

8.2. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СТРОИТЕЛЬСТВУ НАРУЖНЫХ ВОДЯНЫХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, ТЕПЛОВЫХ ПУНКТОВ И СИСТЕМ ТЕПЛОПОТРЕБЛЕНИЯ

Тепловые сети. Основными нормативными, руководящими и инструктивными материалами, определяющими требования к строительству тепловых сетей, являются: СНиП 2.04.07-86 («Тепловые сети»); СНиП 2.04.02-84 («Водоснабжение...») и СНиП 2.04.03-85 («Канализация...»); «Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций и тепловых сетей» (М., Энергия, 1974); «Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды» (Госгортехнадзор СССР, 1973); «Правила технической эксплуатации электростанций и сетей» (М., Энергия, 1977); «Инструкция по эксплуатации тепловых сетей» (М., Энергия, 1972); «Сортамент труб для наружных тепловых сетей на давление $P_g = 64 \text{ кгс/см}^2$; $t = 400^\circ\text{C}$ (Главтехстройпроект, 1971); «Инструкция по защите тепловых сетей от электрохимической коррозии» (М., Стройиздат, 1975).

Способы прокладки и конструкции. Трубопроводы тепловых сетей размещают в отведенных для инженерных сетей технических полосах параллельно красным линиям улиц, дорог и проездов вне проезжей части и полосы зеленых насаждений. Трассы тепловых сетей под проезжей частью улиц, дорог и тротуарами

прокладывают при соответствующем обосновании. По территории населенных мест предусматривают подземную прокладку тепловых сетей — бесканальную, в непроходных каналах, в общегородских или внутриквартальных коллекторах совместно с другими инженерными сетями. На площадках предприятий, как правило, предусматривают надземную прокладку тепловых сетей на отдельно стоящих опорах и эстакадах, хотя и допускается подземная прокладка.

Надземную прокладку тепловых сетей в городах и населенных пунктах выполняют при соответствующем обосновании. Тепловые сети ($D_s \leq 500$ мм) преимущественно прокладывают бесканальным способом. Бесканальная прокладка не допускается на подрабатываемых территориях и в просадочных грунтах II типа. При сейсмичности 8 баллов и выше бесканальную прокладку применяют только для труб $D_s \leq 400$ мм. Подземная и надземная прокладка водяных тепловых сетей применяется независимо от параметров теплоносителя.

Величина минимального заглубления тепловых сетей в поверхности земли или дорожного покрытия составляет: до верха перекрытий камер — 0,3 м; до верха оболочки бесканальной прокладки — 0,7 м. При высоком уровне грунтовых вод допускается предусматривать уменьшение приведенных величин заглубления каналов и тоннелей. Наименьшие расстояния в свету по горизонтали от строительных конструкций тепловых сетей до зданий, сооружений и инженерных сетей приведены в табл. 8.1.

При пересечении с железнодорожными и трамвайными путями, проездами с усовершенствованным покрытием, под фундаментами зданий и в других подобных случаях трубопроводы тепловой сети, как правило, прокладывают в футлярах на скользящих опорах. Между изоляцией трубы и футляром должен

быть зазор для вентиляции. Трубопроводы тепловой сети диаметром до $D_s = 300$ мм в подвалах зданий допускается прокладывать на скользящих опорах. В торцах зданий предусматривают монтажные проемы. Высота подвала в свету должна быть не менее 2 м, а ширина прохода между изолированными трубопроводами — не менее 0,6 м. Ширина подвала должна обеспечивать необходимые условия для ремонта трубопроводов и арматуры и замену отдельных их частей.

Вход и выход труб через фундаменты зданий выполняют в гильзах на отметке земли подвала и с установкой подушки и скользящей опоры. Независимо от способа прокладки подающий трубопровод укладывают справа по ходу теплоносителя от источника теплоты, а обратный — слева. Уклон трубопроводов независимо от направления движения теплоносителя и способа прокладки должен быть не менее 0,002.

Для дренажа каналов и камер тепловой сети дно канала вдоль трассы тепловой сети должно иметь уклон не менее 0,002, в низших точках трассы предусматривают устройство для удаления воды из канала. Уклон ответвлений тепловой сети к зданиям должен быть по направлению от здания к тепловой камере ответвления — величина уклона не менее 0,002; уклон труб полного дренажа — не менее 0,003 и может не совпадать по величине и направлению с уклоном тепловых сетей.

При подземной прокладке тепловой сети по неспланированной территории производят местную планировку поверхности земли для отвода поверхностных вод. Наружные поверхности стен и перекрытий каналов, камер и других конструкций тепловых сетей покрывают обмазочной битумной изоляцией, а при прокладке сетей под газонами и зелеными насаждениями — оклеечной гидроизоляцией из би-

Таблица 8.1. НАИМЕНЬШИЕ РАССТОЯНИЯ В СВЕТУ ПО ГОРИЗОНТАЛИ ОТ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ДО ЗДАНИЙ, СООРУЖЕНИЙ И ИНЖЕНЕРНЫХ СЕТЕЙ

Здания, сооружения и инженерные сети	Расстояние, м
<i>При подземной прокладке</i>	
До оси ближайшего трамвайного пути	2,75
До оси пути железных дорог колеи 1524 мм промышленных предприятий	4 (по не менее глубины траншей теплосетей до подомы насыпи)
До ближайшего сооружения земляного полотна железной дороги общей сети при параллельной прокладке	3 (по не менее глубины траншей до основания крайнего сооружения)
До оси ближайшего пути электрифицированной железной дороги	10,75
До бортового камня автомобильной дороги	1,5

Здания, сооружения и инженерные сети	Расстояние, м
До наружной бровки боковой канавы или подпояса автомобильной дороги	1
До фундаментов зданий и сооружений:	
при прокладке в каналах и тоннелях	2
при бесканальной прокладке	5
До фундаментов опор технологических трубопроводов или мачт и столбов наружного освещения и сети связи	1,5
До фундаментов опор мостов (путепроводов, эстакад и пр.)	2
До силовых и контрольных кабелей напряжением до 35 кВ и маслонаполненных кабелей свыше 110 кВ	2
До фундаментов опор воздушных линий электропередачи напряжением, кВ:	
до 1	1
до 35	2
110—220	3
330—500	5
До бронированного кабеля связи в трубах или до блока телефонного кабеля	1
До радиотрансляционных кабелей	1
До водопровода	1,5
До сооружений и трубопроводов канализации, водостоков и дренажей	1
До газопровода давлением до 6 кгс/см ² (0,6 МПа)	2
До газопровода давлением 6—12 кгс/см ² (0,6—1,2 МПа) при прокладке тепловых сетей в каналах и тоннелях	4
До газопроводов давлением до 3 кгс/см ² (0,3 МПа) при бесканальной прокладке тепловых сетей	1
То же, 3—6 кгс/см ² (0,3—0,6 МПа)	1,5
То же, 6—12 кгс/см ² (0,6—1,2 МПа)	2
До фундаментов опор надземного газопровода при давлении газа до 12 кгс/см ² (1,2 МПа)	1
До магистральных газопроводов и нефтепроводов диаметром менее 500 мм	8
То же, более 500 мм	9
До оси ствола дерева с кроной не более 5 м в диаметре	2
До кустарника	1
До бровки каналов сети орошения (ирригацион)	2
<i>При надземной прокладке</i>	
До оси ближайшего железнодорожного пути от промежуточных опор (при пересечении железных дорог)	Габарит С по ГОСТ 9238-83 и ГОСТ 9720-76
До ближайшего сооружения земляного полотна железных дорог	3
До оси ближайшего трамвайного пути	2,75
До бортового камня или до наружной бровки боковой канавы автомобильной дороги	0,5
До воздушных линий электропередачи при наибольшем отклонении проводов при напряжении, кВ:	
до 1	1
1—20	3
35—110	4
150	4,5
220	5
300	6
500	6,5
До кроны дерева	0,5, но не менее 2 до оси ствола

Примечания: 1. Уменьшение норм приближения допускается в стесненных условиях прокладки при специальном обосновании и согласовании с соответствующими организациями. 2. При прокладке тепловых сетей ниже основания фундаментов опор, зданий и сооружений следует дополнительно учитывать разницу в отметках заложения и естественный откос грунта или принимать меры по укреплению фундаментов. 3. Расстояния по горизонтали между тепловыми и другими инженерными сетями при их параллельной прокладке должны быть не меньше разницы в глубине заложения. 4. Допускается уменьшение расстояния до силовых кабелей при условии, что трубопроводы тепловых сетей на всем участке сближения с кабелями имеют такую тепловую изоляцию, при которой естественная температура почвы в месте прохождения кабелей в любое время года не повышается более чем на 10°C для силовых и контрольных кабелей напряжением до 10 кВ и 5°C для силовых и контрольных кабелей напряжением 20—35 кВ, маслонаполненных кабелей свыше 110 кВ.

Таблица 8.2. ДИАМЕТРЫ ШТУЦЕРОВ И ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ ДЛЯ ВОЗДУШНИКОВ

Условный диаметр прохода трубопровода, мм	Условный диаметр прохода штуцера и запорной арма- туры для выпуска воздуха, мм	Условный диаметр прохода трубопровода, мм	Условный диаметр прохода штуцера и запорной арма- туры для выпуска воздуха, мм
25 80	15	350 450	32
100—150	20	500—700	40
175 300	25	800—1200	50
		1400	65

тумных рулонных материалов. Тепловые сети, прокладываемые ниже максимального уровня стояния грунтовых вод, оборудуют попутным дренажом диаметром не менее 150 мм.

Для попутного дренажа используют асбестоцементные трубы с муфтами, керамические канализационные раструбные трубы, готовые трубофильтры. Дренажные трубы прокладывают сбоку канала (тоннеля). Ось дренажной трубы должна быть ниже дна канала (тоннеля) не менее чем на 0,2 м. Воду из системы попутного дренажа следует отводить самотеком или откачивающими насосами. Тепловые камеры оборудуют не менее чем двумя выходными люками с постоянными лестницами или скобами. При внутренней площади камеры 6 м² и более должно быть четыре люка; диаметр люка — не менее 630 мм. Если габариты устанавливаемого оборудования превышают диаметр люка, в перекрытиях камер устраивают монтажные окна. Тоннели оборудуют постоянным электроосвещением напряжением не более 12 В и приточно-вытяжной вентиляцией.

Трубопроводы и арматура тепловых сетей должны соответствовать требованиям «Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды» Госгортехнадзора СССР. Для тепловых сетей с температурой воды 115°C и ниже допускается применять арматуру из ковкого чугуна марки не ниже КЧ30-6 по ГОСТ 1215—79** (при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления выше -30°C) или из серого чугуна марки не ниже СЧ-15-32 по ГОСТ 1412—85 (при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления выше -10°C). Устанавливать арматуру из серого чугуна на спусках и дренажных устройствах не допускается.

Задвижки диаметром 500 мм и более снабжают электроприводом. Задвижки диаметром 150 мм и более оборудуют байпасами. Все

соединения труб в тепловых сетях сварные за исключением мест, где присоединяется фланцевая арматура. Допускается приварка фланцевой арматуры непосредственно к трубопроводам.

Запорную арматуру устанавливают: на выходе тепловых сетей из источника теплоты; на трубопроводах диаметром 100 мм и выше на расстоянии не более 1000 м одна от другой (секционирующие задвижки) с устройством перемычки между подающим и обратным трубопроводами диаметром, равным диаметру трубопровода с коэффициентом 0,3; в тепловых камерах на трубопроводах ответвлений диаметром 100 мм и выше; в тепловых камерах на трубопроводах ответвлений к отдельным зданиям независимо от диаметра ответвлений. На трубопроводах диаметром 350—500 мм допускается увеличивать расстояния между секционирующими задвижками до 1500 мм при условии обеспечения спуска воды или заполнения секционированного участка одного трубопровода в течение не более 4 ч, а на трубопроводах диаметром 600 мм и более при обеспечении спуска и заполнения участка в течение не более 5 ч — до 3000 м.

Перемычки на тепловых сетях оборудуют двумя задвижками с контрольным краном между ними. В нижних точках секционируемых участков тепловой сети устанавливают спускные дренажные устройства (спускники), в верхних точках секционируемых участков — арматуру для выпуска воздуха (воздушники). В узлах установки секционирующих задвижек располагают штуцеры с запорной арматурой для подачи сжатого воздуха при гидроневматической промывке. Диаметры штуцеров и запорной арматуры для воздушников принимают по табл. 8.2.

Диаметры штуцеров и запорной арматуры для спускников рассчитывают в соответствии с указаниями СНиП 2.04.07-86. Допускается

Таблица 8.3. ДИАМЕТРЫ ШТУЦЕРОВ И ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ ДЛЯ СПУСКНИКОВ

Условный диаметр прохода трубопровода, мм	Условный диаметр прохода штуцера и запорной арматуры для спуска воды, мм	Условный диаметр прохода трубопровода, мм	Условный диаметр прохода штуцера и запорной арматуры для спуска воды, мм
До 70	25	450—500	150
80—125	40	600—700	200
150—175	50	800—900	250
200—250	80	1000—1200	300
300—400	100		

принимать диаметры спускников в зависимости от диаметра дренируемого трубопровода (табл. 8.3).

Для компенсации тепловых удлинений трубопроводов независимо от способа их прокладки, диаметра и параметров теплоносителя применяют: гибкие компенсаторы из труб (П- или Z-образные); углы поворотов трубопроводов 90°—120°; линзовые или волнистые компенсаторы, а также универсальные волнистые компенсаторы шарнирного типа. Сальниковые стальные компенсаторы допускается применять при параметрах теплоносителя $p_t \leq 25 \text{ кгс/см}^2$ (2,5 МПа) и $t \leq 300^\circ\text{C}$ для подземной прокладки трубопроводов диаметром 100 мм и более и при надземной прокладке на низких опорах — для трубопроводов диаметром 300 мм и более.

Сальниковые компенсаторы должны быть установлены по оси трубопровода без перекосов с предварительной растяжкой на проектную величину компенсации, с учетом монтажного зазора, который оставляют на случай повышения температуры трубопроводов ниже температуры при монтаже. В качестве набивки для сальниковых компенсаторов применяют асбестовый шнур, смазанный графитом, и термостойкую резину. Запрещается применять хлопчатобумажные или льняные набивки.

Гнутые (П-образные) компенсаторы до их приварки к трубопроводам растягивают в холодном состоянии на указанную в проекте величину. Для уплотнения фланцевых соединений применяют прокладки из паронита, промазанные машинным маслом и смазанные графитом, толщиной 1—2 мм, а для фланцевых соединений в камерах используют паронит в тропическом исполнении.

Трубопроводы тепловой сети, прокладываемые в каналах, технических коридорах или подвалах зданий, должны иметь скользящие опоры высотой, обеспечивающей соответствующее

минимальное расстояние от наружной поверхности изоляции до дна канала. Подвижные опоры устанавливают так, чтобы была исключена возможность перекосов или заедания опор при тепловом удлинении труб и скольжения металла по бетону опорной конструкции вместо скольжения по металлическим подкладкам. Каретки подвижных опор устанавливают с учетом величины и направления тепловых удлинений труб при эксплуатации.

Предусматривают следующие неподвижные опоры труб: упорные — при всех способах прокладки трубопроводов; щитовые — при бесканальной прокладке и прокладке в непроходных каналах при размещении опор вне камер; хомутовые — при надземной прокладке и прокладке в тоннелях. Устройство неподвижных опор должно строго соответствовать проекту. Опорные фланцы и усиливающие косышки следует приваривать по всему периметру соприкосновения с трубой. Не допускается приваривать прерывистым швом, если это специально не предусмотрено проектом.

Запрещается расположение опор под сварными стыками труб. Минимальное расстояние от стыка до опоры принимают равным 500 мм. Грязевники в тепловых сетях устанавливают: на трубопроводах перед насосами; на подающем трубопроводе теплового пункта промышленного предприятия или жилого района (ЦТП); на подающем и обратном трубопроводах теплового пункта отдельного здания в открытых системах теплоснабжения; на обратном трубопроводе теплового ввода отдельного здания перед скоростными водосчетчиками в закрытых системах теплоснабжения.

Для наблюдения за параметрами теплоносителя в процессе эксплуатации и во время специальных испытаний на трубопроводах тепловой сети устанавливают следующие контрольно-измерительные приборы:

манометры — на подающем и обратном тру-

бопроводах до и после секционирующих задвижек и на подающих и обратных трубопроводах ответвлений диаметром 300 мм и более до и после задвижек, а также на магистральных трубопроводах во всех точках изменения диаметра труб;

термометры на подающих и обратных трубопроводах перед секционирующими задвижками, перед ответвлениями (по ходу воды) диаметром 300 мм и более и на обратном трубопроводе ответвлений диаметром 300 мм и более перед задвижкой (по ходу воды), а также в местах изменения типа прокладки или изоляционной конструкции;

измерительные диафрагмы — на подающем и обратном трубопроводах ответвлений диаметром 500 мм и более — после задвижек.

На каждом трубопроводе выводов тепловых сетей ТЭЦ или котельной устанавливают регистрирующие приборы температуры, давления и расхода воды. Наружнюю поверхность трубопроводов тепловых сетей, арматуры и фланцевых частей обязательно покрывают тепловой изоляцией. Допускается при технико-экономическом обосновании прокладывать без тепловой изоляции обратные трубопроводы тепловых сетей при прокладке в непроходных каналах и бесканальной, за исключением участков труб в камерах.

Для тепловой изоляции трубопроводов необходимо применять полноторные теплоизоляционные конструкции или сборные конструкции из изделий заводского изготовления в соответствии со СНиП 2.04.07-86. Применение засыпной изоляции трубопроводов, прокладываемых в каналах, не допускается. Запрещается применять для изоляции трубопроводов теплоизоляционные материалы, подверженные горению, гниению или содержащие вещества, выделяющие кислоты, щелочи или серу. Трубопроводы тепловой сети, уложенные в помещениях, насосных станциях, тепловых пунктах, а также проложенные надземно по городским проездам, мостам и поверх асбестоцементной корки, оклеивают тканью (марлей) и окрашивают масляной краской согласно правилам Госгортехнадзора СССР. Для крепления изоляционных конструкций следует применять детали, устойчивые к коррозии (оцинкованные, кадмированные и т. д.).

Насосные станции. Подкачивающие насосные станции на подающей или обратной ли-

нии водных тепловых сетей, а также районные или квартальные смешительные насосные станции располагают в отдельных специальных павильонах. Устанавливать насосные станции в жилых зданиях запрещается. В подкачивающих и смешительных насосных станциях необходимо устанавливать не менее трех насосов, в том числе один резервный. Каждый насос должен быть оборудован задвижкой на всасывающей линии, а со стороны нагнетания — задвижкой и обратным клапаном до нее. Запрещается эксплуатировать насос при отсутствии на нем обратного клапана или при неисправности последнего. Насосы, установленные на обратной линии тепловой сети, обходят обводной линией с обратным клапаном. Электроэнергию к подкачивающим и смешительным насосным станциям подводят с помощью двух фидеров от двух независимых источников.

Автоматизация подкачивающих насосных станций должна обеспечивать: а) блокировку насосов для включения резервного насоса при отключении рабочего, а также блокировку электродвигателей насоса и задвижки на напорном патрубке насоса (при мощности электродвигателя насоса более 40 кВт) для автоматического закрытия задвижки рабочего насоса при его отключении и одновременного открытия задвижки у резервного насоса при его включении; б) переключение основного источника электропитания на резервный; в) регулирование давления воды перед насосами на обратном трубопроводе и в случае необходимости — после насосов на подающем трубопроводе.

При наличии в тепловой сети насосных станций требуется устройство схем автоматической защиты сети и систем теплоснабжения от повышения давления сверх установленного при аварийном отключении насосной. Для автоматизации подкачивающих насосных станций можно использовать электрические или гидравлические клапаны. В схемах защиты сети используют только гидравлические клапаны. Насосные станции оснащают контрольно-измерительными приборами и средствами автоматизации (см. гл. 5).

Баки-аккумуляторы. Наземные баки-аккумуляторы горячей воды, сооружаемые на тепловых сетях, как правило, располагают вне зон жилой и общественной застройки и возмож-

ного скопления людей. В отдельных случаях при установке баков в жилой зоне их ограждают железобетонными решетками. Баки, расположенные на территории источников теплоты, должны иметь обваловочные ограждения и емкости для приема переливных вод.

Арматуру управления задвижками располагают в зоне, доступной для обслуживания и не затопляемой при авариях с баками. Задвижки располагают таким образом, чтобы в случае аварии в одном из баков была обеспечена возможность оперативного отключения остальных параллельно работающих емкостей. Подвод и отвод горячей воды в нижней части баков осуществляется по специальному коллектору с отверстиями, что обеспечивает равномерное распределение воды по поперечному сечению бака.

Баки оборудуют дыхательными (всеговыми) трубами с сечениями, обеспечивающими свободное поступление в бак воздуха и исключаящими образование вакуума при откачке воды. На отметке максимального уровня заполнения бака устанавливают переливную трубу. Пропускная способность переливной трубы должна быть не менее пропускной способности всех труб, подводящих воду к баку. При этом следует иметь в виду, что сливная труба безнапорная, а подводящие трубы — напорные.

Баки оборудуют указывающей и регистрирующей аппаратурой для контроля за уровнем воды, системой сигнализации и надежной автоматической защитой от переполнения бака выше максимально допустимого уровня. Приборы для контроля за уровнем воды в баках устанавливают в зоне постоянного нахождения обслуживающего персонала. Баки имеют защиту от коррозии способом их катодной поляризации от внешних источников тока (катодная защита) или с помощью герметика АГ-4.

Катодную защиту от коррозии осуществляют по экспериментальному проекту «Защита от коррозии баков-аккумуляторов горячей воды открытых систем теплоснабжения», разработанному институтом Мосгазпроект для баков вместимостью 200–2000 м³. В качестве анодов используют железокремнистые электроды, изготавливаемые в соответствии с «методическими рекомендациями по применению железокремнистых анодов для катодной защиты подземных металлических сооружений», разрабо-

танными МосгазНИИ проект (Москва, 1974 г.)

Защиту от коррозии с помощью герметика АГ-4 осуществляют в соответствии с экспериментальным проектом ВНИИПИЭнергопрома «Защита от коррозии стальных баков-аккумуляторов горячей воды открытых систем теплоснабжения с применением герметика АГ-4» и согласно «Инструкции по применению антиаэрационной герметизирующей жидкости АГ-4», разработанной ВНИИПИЭнергопромом и ВНИИНефтемашем. Для защиты от коррозии внутренней поверхности баков применяют краски ВЖС-41.

Тепловые пункты и системы теплоснабжения. На каждом вводе трубопровода тепловой сети в здание оборудуют тепловой пункт. Помещение теплового пункта располагают отдельно с доступным входом и открывающимися наружу дверями. Двери оборудуют надежными запорами. В толще проема, через который трубопроводы наружной тепловой сети входят в тепловой пункт, или с наружной стороны стены устанавливают неподвижные опоры. Помещение теплового пункта снабжают постоянным электроосвещением с осветительной арматурой, соответствующей требованиям для сырых помещений. Тепловой пункт должен иметь свободный доступ для обслуживания оборудования. Размеры помещений тепловых пунктов приведены в табл. 8.4.

При разных системах теплоснабжения, присоединенных к одному тепловому пункту, каждая из этих систем имеет свой отдельный трубопровод. Обратная вода от каждой системы подводится к сборному обратному коллектору также по отдельным трубопроводам. На трубопроводе смешанной воды после элеватора не должно быть изгибов на расстоянии не менее пяти диаметров трубы. Для заполнения, промывки и спуска воды из систем теплоснабжения узел теплового пункта соединяют с водопроводом и оборудуют краном для спуска в канализацию. Соединение трубопроводов теплового узла с водопроводом делают разъемным. Соединение дренажных выпусков с канализацией выполняют обязательно с видимым разрывом.

Если водоприемник канализационной сети расположен выше нижней отметки системы теплоснабжения, а также если давление в водопроводе меньше статического давления системы потребления, на тепловом пункте

Таблица 8.4. МИНИМАЛЬНЫЕ РАЗМЕРЫ ПОМЕЩЕНИЙ ТЕПЛОВЫХ ПУНКТОВ, м

Характеристика зданий и присоединенных систем теплоснабжения	Длина	Ширина	Высота до выступающих балок перекрытия
Жилые дома, учреждения и промышленные здания с отопительными системами, присоединенными непосредственно или через элеваторы как без, так и при наличии систем горячего водоснабжения с непосредственным водоразбором	4	1,5	2,0
То же, при системах горячего водоснабжения с водяными подогревателями	7	4,0	2,5
Жилые дома, учреждения и промышленные здания с отопительными системами, присоединенными через центробежные подмешивающие насосы при наличии систем горячего водоснабжения с непосредственным водоразбором и бань	5	4,0	2,5
То же, при системах горячего водоснабжения с водяными подогревателями	7	6,0	2,5

Примечания: 1. При присоединении, кроме указанных систем теплоснабжения, вентиляционных нагрузок длина теплового пункта увеличится на 0,5, а высота на 0,4 м. 2. Высота помещения на ЦТП должна быть не меньше 4 м.

устанавливают насос (ручной или центробежный).

Не допускается на тепловом пункте устройство обводов вокруг грязевиков, элеваторов (или других смесительных устройств), а также устройство перемычек между подводящим и обратным трубопроводами.

На тепловых пунктах потребителей при наличии элеваторов или других смесительных устройств для системы отопления местные системы вентиляции, воздушного отопления, горячего водоснабжения и технологического теплоснабжения присоединяют к тепловому пункту до смесительного устройства. В качестве теплообменных аппаратов для систем горячего водоснабжения используют водо-водяные подогреватели скоростного типа с противоточной схемой течения и нагреваемой воды. Водо-водяные подогреватели горячего водоснабжения должны быть в обязательном порядке укомплектованы автоматическими регуляторами температуры нагреваемой воды. На тепловых пунктах в открытых системах теплоснабжения системы горячего водоснабжения в обязательном порядке подключают через автоматические смесительные регуляторы температуры.

Системы горячего водоснабжения бань, прачечных, плавательных бассейнов, гостиниц и больниц, как правило, оборудуют аккумуляторными баками. В установках воздушного отопления и проточной вентиляции калориферы преимущественно включают по воде последовательно. Каждую калориферную установку оснащают отключающей арматурой на входе и выходе

теплоносителя, а также гильзами для термометров на подающем и обратном трубопроводах. Кроме того, калориферные установки систем приточной вентиляции и воздушного отопления оборудуют автоматическими регуляторами, обеспечивающими работу установок в заданном режиме. В калориферных установках, если нет регулятора расхода теплоносителя, на подающем трубопроводе после отключающей арматуры предусматривают фланцевое соединение для установки дроссельной диафрагмы.

Водяные системы отопления с расширительными сосудами присоединяют только по независимой схеме (через теплообменники). При необходимости присоединения таких систем по зависимой схеме (элеваторное, безэлеваторное или насосное присоединение) расширительные сосуды в них заменяют воздухоотборниками проточного типа. Трубопроводы системы отопления, проходящие в нежилых или неотапливаемых помещениях, следует покрывать теплоизоляцией. Центральные и индивидуальные тепловые пункты и системы теплоснабжения оснащают необходимыми контрольно-измерительными приборами и автоматическими регуляторами (см. гл. 5).

8.3. ПРИЕМКА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

Приемка в эксплуатацию законченных строительством тепловых сетей и тепловых пунктов производится в соответствии с указаниями

СПиП 3.01.04-87 и СНиП 3.05.04-85. Тепловые сети принимает в эксплуатацию комиссия в составе представителей заказчика, подрядчика и эксплуатирующей организации (технадзора), а при непосредственном водоразборе — и представителя санитарно-эпидемиологической службы.

Трубопроводы с рабочим давлением 0,7—16 кгс/см² (0,07—1,6 МПа) и температурой воды свыше 115°С принимают в эксплуатацию с учетом «Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды» без регистрации трубопроводов в органах Госгортехнадзора. Трубопроводы с рабочим давлением свыше 16 кгс/см² (1,6 МПа) и температурой воды свыше 115°С с условным проходом свыше 100 мм регистрируют в органах Госгортехнадзора. Трубопроводы с рабочим давлением свыше 16 кгс/см² (1,6 МПа) и температурой воды свыше 115°С с условным проходом свыше 100 мм регистрируют в органах Госгортехнадзора СССР и принимают в эксплуатацию при обязательном участии инспекции Госгортехнадзора СССР.

Промежуточную приемку отдельных видов работ и узлов теплопроводов производят в процессе строительства представители заказчика совместно с представителями эксплуатационной и строительной организаций с составлением трехсторонних актов. При приемке скрытых работ акт оформляют с участием представителя проектной организации.

Промежуточной приемке подлежат: разбивка трассы тепловой сети; устройство основных траншей и котлованов; устройство каналов и камер; укладка трубопроводов; сварка трубопроводов и закладных частей сборных конструкций; антикоррозионное покрытие труб; монтаж строительных конструкций; заделка и омоноличивание стыков; тепловая изоляция трубопроводов; устройство дренажей; гидроизоляция строительных конструкций; устройства электрозащиты — защитные и анодные заземления, кабели, прокладываемые в земле, контактные устройства и опорные контрольно-измерительные пункты; растяжка П-образных компенсаторов; ревизия и испытания арматуры; сальниковые компенсаторы; обратная засыпка траншей и котлованов; очистка внутренней поверхности труб; укладка футляров; холодное натяжение трубопроводов; промывка трубопроводов; гидравлическое или пневматическое испытание; элеваторные узлы; подогреватели горячего водо-

снабжения и отопления; регуляторы расхода давления и температуры; грязевики, баки-аккумуляторы и фильтры; правильность монтажа насосных установок; контрольно-измерительные приборы; отопительные, вентиляционные системы и системы горячего водоснабжения.

Законченные строительством теплопроводы, насосные станции и оборудование тепловых пунктов потребителей подвергают обкатке и испытаниям от действующих тепловых сетей в течение 72 ч. До сдачи в эксплуатацию смонтированное оборудование подлежит испытаниям и обкатке по следующим параметрам: теплопроводы — на тепловые и гидравлические потери; элеваторы — на получение необходимого эффекта смешения; водоподогреватели — на тепловой и гидравлический эффект в соответствии с проектом; регуляторы расхода, давления и температуры — на расчетные режимы; элеваторо- и тепломеханическое оборудование — на надежность работы; внутренние отопительные системы — на нормальный прогрев при расчетном расходе воды; системы горячего водоснабжения — на плотность и эффективность действия всех элементов (включая автоматику), а также на нормальный прогрев полотенцесушителей при проектном циркуляционном режиме.

При приемке сооружения в целом приемочной комиссией представляется следующая исполнительная документация: а) рабочие чертежи проекта по объекту в целом с внесенными в них изменениями в процессе строительства; б) акты на гидравлическое или пневматическое испытание трубопроводов; в) акты на скрытые работы по строительным конструкциям; г) исполнительные чертежи, схемы включения устройства электрозащиты и рабочие чертежи, паспорта на электрозащитные устройства; д) акты промежуточной приемки работ по тепловым сетям и оборудованию тепловых пунктов; е) сертификаты на трубы, сварочные материалы, фасонные изделия заводского изготовления, теплоизоляционные и гидроизоляционные материалы и изделия, бетон и бетонные изделия; ж) журнал производства работ, заключения по проверке сварных стыков физическими методами контроля и результаты механических испытаний контрольных сварных стыков; з) паспорта трубопроводов и оборудования тепловых пунктов; и) акты на растяжку П-образных компенсаторов; к) акты на промывку трубопроводов;

л) акты гидравлического испытания абонентского ввода и оборудования теплового пункта; м) акты гидравлического и теплового испытания внутренней системы отопления и горячего водоснабжения; н) акты обкатки оборудования.

Комиссия при приемке проверяет техническую и испытательную документацию, тщательно осматривает доступные узлы, выборочно испытывает отдельные элементы и составляет приемочный акт с приложением к нему ведомости дефектов с указанием сроков устранения. Для получения разрешения на включение сдаваемого в эксплуатацию объекта строительно-монтажная организация должна устранить дефекты, указанные в ведомости. Трубопроводы, принятые, но не введенные в эксплуатацию в течение 6 мес. после их испытания, подлежат повторному испытанию эксплуатирующей организацией на прочность и герметичность.

Окончательную приемку электрозащитных устройств приемочная комиссия производит после выполнения монтажных и наладочных работ, проверки электрических параметров защиты. В случае совместной с другими подземными сооружениями электрической защиты акт приемки должен быть подписан также владельцами этих сооружений. Перед вводом в постоянную эксплуатацию тепловую сеть, включая все ответвления к абонентам, подвергают проверке на герметичность (плотность), испытывают на максимальную (расчетную) температуру теплоносителя и промывают гидропневматическим способом.

8.4. ПУСК ВОДЯНЫХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, ТЕПЛОВЫХ ПУНКТОВ И СИСТЕМ ТЕПЛОПОТРЕБЛЕНИЯ

Пуск тепловых сетей в эксплуатацию после строительства, ремонта, временной остановки производит пусковая бригада по специальной программе, утверждаемой главным инженером эксплуатирующей организации. Пуск водяных тепловых сетей состоит из следующих основных операций: заполнения сети водой, установления циркуляции сети, включения абонентов, пусковой регулировки сети.

Пуск производят по программе, предусматривающей: а) режим работы насосно-подогревательной установки источника тепла при пуске сети и ее схему; б) оперативную схему тепло-

вой сети во время пуска; в) очередность и порядок пуска каждой отдельной магистрали и ее ответвлений; г) время наполнения каждой магистрали, исходя из ее емкости и скорости заполнения; д) расчетное статическое давление каждой заполненной магистрали и влияние этого давления на смежные участки сети; е) состав пусковой бригады, расстановку и обязанности исполнителей; ж) выбор соответствующих средств связи (сигнализации, телефона, радио) между отдельными членами пусковой бригады, а также с дежурным персоналом района и источника теплоты.

Перед пуском проверяют исправность всего оборудования пускаемого участка сети и подготовку приспособления для откачки воды из нижних точек трассы и камер, оборудованных спускной арматурой. При пуске наблюдают за наполнением и прогревом трубопроводов, состоянием арматуры, компенсаторов, дренажных устройств и другого оборудования.

Последовательность и скорость проведения пусковых операций должны исключать возможность проявления больших термических деформаций в тепловых сетях и системах теплоснабжения. При включении в эксплуатацию сети сначала следят за установлением циркуляции воды в сети, а затем включают пар на подогреватель источника теплоты. При остановке сети сначала прекращают подогрев сетевой воды, а затем отключают сетевые насосы. Температура воды в тепловой сети должна изменяться постепенно и равномерно со скоростью, не превышающей 30°C в ч.

Заполнение сети водой. Трубопроводы тепловой сети заполняют химически очищенной, деаэрированной водой. Для предотвращения запотевания труб температура заполняющей воды должна быть не ниже 40°C , а все каналы и камеры перед заполнением трубопроводов тщательно провентилированы. Не допускается заполнять сеть водой с температурой выше 70°C . Заполнение сети водой производится через обратную линию под напором подпиточного насоса или подпиточного бака. Давление, под которым подается вода в заполняемый трубопровод, не должно превышать статического давления данной сети более чем на 2 кгс/см^2 ($0,2\text{ МПа}$). Во избежание гидравлических ударов и для лучшего удаления воздуха расход воды при заполнении трубопроводов не должен превышать пределов, указанных в табл. 8.5.

Основную магистраль теплопровода запол-

Таблица 8.5. МАКСИМАЛЬНЫЙ ЧАСОВОЙ РАСХОД ВОДЫ ПРИ ЗАПОЛНЕНИИ ТРУБОПРОВОДОВ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ

Диаметр трубопровода, мм	Расход воды, м ³ /ч	Диаметр трубопровода, мм	Расход воды, м ³ /ч
100	10	500	100
150	15	600	150
200	20	700	200
250	25	800	250
300	35	900	300
350	50	1000	350
400	65	1100	400
450	85	1200	500

няют водой в следующем порядке. На заполняемом участке трубопровода закрывают все дренажные устройства, отключают все ответвления или тепловые пункты и открывают все секционирующие задвижки, кроме головных. Открывают все воздушные краны сети. Закрывают задвижки на перемычках между подающим и обратным трубопроводами. Постепенно открывают головную задвижку на обратном трубопроводе заполняемого участка и заполняют сеть. По мере заполнения сети и прекращения вытеснения воздуха воздушные краны закрывают; через 2—3 мин после закрытия воздушные краны вновь открывают для дополнительного выпуска воздуха. Эту операцию повторяют до тех пор, пока не будет выпущен весь воздух.

По окончании заполнения обратной магистрали открывают перемычку между подающим и обратным трубопроводами и заполняют водой подающую магистраль. Заполнение производят в том же порядке, что и в обратной магистрали. После окончания заполнения трубопроводов необходимо периодически в течение 2—3 ч открыть воздушные краны для окончательного удаления воздуха. Распределительные сети заполняют водой после заполнения магистральных теплопроводов, а ответвления к абонентам заполняют водой после заполнения магистральных теплопроводов, а ответвления к абонентам заполняют водой после заполнения распределительных сетей.

Установление циркуляции в сети. Циркуляцию воды в основных магистральных теплопроводах осуществляют через концевые перемычки при отключенных ответвлениях и системах теплоснабжения. Установление циркуляции в сети производят в следующем порядке: а) открывают головные и секционирующие задвижки на

включаемой сети, а также задвижки на концевой перемычке между подающим и обратным трубопроводами; б) открывают задвижку на обводной линии подогревателей бойлерной, а при отсутствии обвода — задвижки на входе и выходе воды из каждого подогревателя; в) открывают задвижки на всасывающих патрубках сетевых насосов, а задвижки на нагнетательных патрубках оставляют полностью закрытыми; г) включают подпиточный насос, и затем в обратном коллекторе сети с помощью регулятора подпитки, а при его отсутствии с помощью задвижки на нагнетательном патрубке подпиточного насоса (или задвижки на подпиточной линии) устанавливают давление в соответствии с заданным статическим режимом; д) включают один сетевой насос; е) постепенно открывают задвижку на нагнетательном патрубке сетевого насоса; ж) после установления циркуляции величина подпитки должна быть отрегулирована таким образом, чтобы давление в обратном коллекторе сети соответствовало заданному динамическому режиму; з) включают подачу пара на сетевые подогреватели и начинают подогрев сетевой воды со скоростью не более 30°С в час. Если на теплопроводе установлены автоматические регуляторы давления, одновременно с установлением циркуляции просходит их настройка для обеспечения требуемых давлений на тепловых пунктах.

В ответвлениях от основной магистрали циркуляция устанавливается через концевые перемычки на этих ответвлениях под напором, имеющимся в магистрали. При этом все задвижки на тепловых пунктах абонентов должны быть плотно закрыты. Для осуществления циркуляции в ответвлениях поочередно медленно открывают головные задвижки ответвления сначала на обратном, а затем на подающем трубопроводе. В ответвлениях к абонентам, не имеющим перемычек между подающим и обратным трубопроводами, циркуляция устанавливается через линию подсоса элеватора (задвижки после элеватора должны быть плотно закрыты), а для безэлеваторных вводов — через местные системы с включением последних в работу. Во избежание подъема давления в отключенных системах (из-за неплотности запорной арматуры) открывают спускные краны, расположенные за отключающими задвижками.

На насосных станциях, расположенных на пускаемых теплопроводах, насосы включают в

следующем порядке: а) подмешивающие и подкачивающие насосы, установленные на обратных трубопроводах, включают после установления циркуляции в сети основными сетевыми насосами и до включения систем теплоснабжения; б) насосы, установленные на подающих трубопроводах, — после включения систем теплоснабжения, по мере необходимости увеличения располагаемого напора в сети. Пуск насосов производится при закрытой задвижке нагнетательного патрубка и открытой задвижке всасывающего патрубка.

Особенности пуска сети при минусовых температурах наружного воздуха. Пуск сети при минусовых температурах наружного воздуха производят только в исключительных случаях: после аварийного останова и ремонта и необходимости ввода в действие вновь построенных тепловых сетей. Наполнение и установление циркуляции в магистрали и в протяженных ответвлениях производят по отдельным разделенным секционированными задвижками участкам. Магистрали заполняют водой с температурой 50–60°С одновременно по подающему и обратному трубопроводам. Величина подачи воды должна иметь максимальное значение, указанное в табл. 8.5. Подающий и обратный трубопроводы пускаемой сети оборудуют через каждые 200–250 м секционированными задвижками и дополнительными дренажными кранами, которые при наполнении сети закрываются лишь после того, как температура дренируемой из них воды достигнет 40°С. Тотчас после пуска головного секционированного участка сети для восполнения тепловых потерь в трубопроводах включают сетевые подогреватели источника теплоты. После установления циркуляции необходимо периодически в течение 2–3 дней производить выпуск воздуха через все воздушные краны, установленные в сети и в системах абонентов.

Включение тепловых пунктов и систем теплоснабжения. Перед включением в эксплуатацию все тепловые пункты и системы теплоснабжения должны быть отремонтированы, промыты, опрессованы. На тепловых пунктах и в системах теплоснабжения устанавливают смесительные и дросселирующие устройства, рассчитанные на обеспечение нормальной работы. Заполнение и включение системы теплоснабжения производят при установившейся циркуляции в сетях до подъема температуры воды по заранее разработанному графику с уче-

том производительности водоподготовки и подпиточного устройства источника теплоты. Концевые перемычки, через которые осуществляется начальная циркуляция в сети, отключают после того, как расход воды через включенные системы абонентов достигнет необходимого минимума для устойчивой работы сетевых насосов и для поддержания избыточного давления на всем протяжении обратного теплопровода.

Заполнение систем теплоснабжения сетевой водой производят постепенным открытием задвижек на обратном трубопроводе теплового пункта при закрытой задвижке на подающей линии. Воздушные краны в системе должны быть открыты до момента прекращения выхода воздуха и появления воды. В тех случаях, когда давление в обратном трубопроводе на тепловом пункте ниже статического давления системы теплоснабжения, верхнюю часть системы заполняют из подающей линии путем частичного открытия задвижки на подающем трубопроводе теплового пункта при одновременном прикрывании задвижки на обратной линии. При этом необходимо следить по манометрам за давлением в системе, чтобы оно не превысило максимального во избежание повреждения нагревательных приборов. Необходимый подбор при работе системы обеспечивается настройкой регулятора подпора, а в случае его отсутствия — дроссельной диафрагмой. После наполнения системы теплоснабжения открывается задвижка на подающей линии теплового пункта, и в системе устанавливается циркуляция.

Для обеспечения пусковой регулировки сети на тепловых пунктах и в системах теплоснабжения устанавливают расчетные сопла элеваторов, дроссельные диафрагмы и автоматические регуляторы. До включения всех абонентов избыточные располагаемые напоры на тепловых пунктах снижают с помощью задвижек, расположенных на подающих линиях. Окончательную регулировку тепловых сетей и систем теплоснабжения производят после вступления сети в нормальную эксплуатацию.

8.5. ОБСЛУЖИВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

В объем по обслуживанию тепловых сетей входят следующие работы:

а) поддержание в исправном состоянии все-

го оборудования, строительных и других конструкций тепловых сетей путем проведения своевременного их осмотра и ремонта;

б) наблюдение за работой компенсаторов, опор, арматуры, дренажей, контрольно-измерительной аппаратуры и других элементов оборудования со своевременным устранением замеченных неисправностей;

в) устранение сверхнормативных потерь теплоты путем своевременного отключения неработающих участков сети, удаления скапливающейся в каналах и камерах воды, ликвидации проникания грунтовых и верховых вод в каналы и камеры, своевременного восстановления разрушенной изоляции;

г) устранение сверхнормативных гидравлических потерь в сети путем регулярной промывки и очистки трубопроводов;

д) своевременное удаление через воздушники воздуха из теплопроводов и недопущение присоса воздуха путем постоянного поддержания избыточного давления во всех точках сети и в системах потребителей;

е) поддержание в сети и на тепловых пунктах потребителей необходимых гидравлического и теплового режимов при систематической проверке требуемых параметров в характерных точках сети и на тепловых пунктах потребителей;

ж) обеспечение расчетного распределения теплоносителя по тепловым пунктам потребителей;

з) принятие мер по предупреждению, локализации и ликвидации неполадок и аварий в сети.

Тепловые сети обслуживает бригада слесарей-обходчиков (не менее двух человек на закрепленных за ними участках сети). Обход теплопроводов производят по графику не реже 1 раза в 2 недели в течение отопительного сезона и 1 раза в месяц в межотопительный период. При обходе сети проверяют затяжку болтов (поочередно, крест-накрест) всех фланцевых соединений, без особых усилий затягивают сальниковые компенсаторы до прекращения течи, смазывают маслом с графитом движущуюся часть стаканов компенсаторов, проверяют состояние дренажных и воздушных кранов и вентиля, выпускают воздух из сети, проверяют состояние контрольно-измерительных приборов (термометров, манометров и др.) и правильность их показаний по контрольным приборам.

Для контроля состояния подземных теплопроводов, теплоизоляционных и строительных конструкций периодически производят шурфовки на тепловой сети. Число ежегодно проводимых плановых шурфовок устанавливают в зависимости от протяженности сети, типов прокладки и теплоизоляционных конструкций и количества коррозионных повреждений труб. На каждые 5 км трассы должно быть не менее одного шурфа. На новых участках сети шурфовки производят начиная с третьего года эксплуатации. Каждое эксплуатационное предприятие имеет специальную схему тепловой сети, на которой отмечают места и результаты шурфовок, места аварийных повреждений и затопления трассы, переложенные участки.

По результатам осмотра оборудования тепловой сети и самой трассы при обходах, а также проведенных шурфовок оценивают состояние оборудования, трубопроводов, теплоизоляционных конструкций, интенсивность и опасность процесса наружной коррозии труб и намечают необходимые мероприятия по устранению выявленных дефектов или неполадок. Дефекты, которые не могут быть устранены без отключения теплопровода, но не представляющие непосредственной опасности для надежной эксплуатации, заносят в журнал ремонтов для ликвидации в период ближайшего останова теплопровода или в период ремонта. Дефекты, которые могут вызвать аварию в сети, устраняют немедленно.

Для предотвращения коррозии металлических строительных конструкций тепловой сети (балок, перекрытий, неподвижных опор, эстакад, мачт и т.д.) их бетонируют по металлической сетке, приваренной к конструкции, или периодически окрашивают антикоррозионными красками. Окраску металлических конструкций подземных сооружений производят не реже 1 раза в 2 года. Для предупреждения внутренней коррозии трубопроводов подпитку тепловой сети производят деаэрированной водой. Содержание кислорода в воде не должно превышать 0,05 мг/кг. Содержание кислорода в воде проверяют не реже 1 раза в неделю отбором проб из подающего и обратного трубопроводов каждой магистрали.

Во избежание подсоса воздуха избыточное давление в сети и во всех присоединенных системах теплоснабжения должно быть не ниже 0,5 кгс/см² (0,05 МПа) как при гидродина-

Таблица 8.6. КАЧЕСТВО ВОДЫ ДЛЯ ПОДПИТКИ ВОДЯНЫХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ПРИ РАЗЛИЧНОЙ МАКСИМАЛЬНОЙ ТЕМПЕРАТУРЕ ПОДОГРЕВА ССЕТЕЙ ВОДЫ

Показатель качества воды	до 75 °С	76–100 °С	101–200 °С
<i>Не более</i>			
Растворенный кислород, мг/кг	0,1	0,1	0,03
Взвешенные вещества, мг/кг	5	5	5
Карбонатная жесткость, мг/(экв·кг)	1,5	0,7	0,5
pH	6,5–8,5	6,5–8,5	6,5–8,5
Остаточная общая жесткость при использовании воды для продувки котлов (допускается в закрытых системах теплоснабжения), мг/(экв·кг)	—	0,1	0,05
Условная сульфатно-кальциевая жесткость			В пределах значений, исключивших выпадение из раствора
Свободная углекислота		Должна отсутствовать	

Примечания: 1. При открытой системе теплоснабжения и при тепловых сетях горячего водоснабжения вода для подпитки, кроме того, должна удовлетворять требованиям ГОСТ 2874–82 «Вода питьевая»
2. Для закрытых систем теплоснабжения допускается pH > 8,5.

мическом, так и при статическом режиме работы системы теплоснабжения. Состояние внутренней поверхности трубопроводов следует определять в период текущих и капитальных ремонтов, а также при шурфовках тепловых сетей путем осмотра вырезаемых труб и торцов труб у снятой арматуры. Для систематического контроля внутренней коррозии на подающем и обратном трубопроводах, в том числе сетей горячего водоснабжения, в характерных точках устанавливаются индикаторы коррозии. Установку индикаторов в контрольных точках и их изъятие производят 1 раз в год во время остановки сети на профилактический ремонт. Во избежание усиленного процесса коррозии трубопроводов систем горячего водоснабжения запрещается даже периодическое повышение температуры воды в системе свыше 65 °С.

Эксплуатирующая организация составляет список камер и участков проходных каналов, подверженных опасности проникания газа, и согласовывает его с газоснабжающей организацией. Все газоопасные камеры и каналы отмечают на оперативной схеме. Опасные камеры должны иметь специальную окраску люков и содержаться под надежным запором. Эксплуатацию газоопасных тепловых сетей следует проводить в строгом соответствии с требованиями «Правил техники безопасности при обслуживании тепловых сетей».

Скапливающуюся в камерах тепловой сети воду непрерывно или периодически удаляют с помощью стационарных или передвижных средств. Дренажи необходимо содержать в полной исправности, регулярно прочищать и ремон-

тировать. В процессе эксплуатации необходимо постоянно следить за планировкой и состоянием поверхности земли по всей трассе тепловой сети. Систематический контроль за утечками теплоносителя производится в зависимости от величины подпитки тепловых сетей. При утечке теплоносителя, превышающей установленные нормы, следует принять срочные меры к обнаружению места утечки и устранению неплотностей. Качество воды для подпитки тепловых сетей должно удовлетворять требованиям, приведенным в табл. 8.6.

Находящиеся в эксплуатации тепловые сети подвергают контрольным испытаниям в следующие сроки: а) испытаниям на герметичность (плотность) — ежегодно после окончания отопительного периода для выявления дефектов, подлежащих устранению при капитальном ремонте, а также после окончания ремонта, перед включением сети в работу; б) испытаниям на расчетную температуру теплоносителя с целью проверки работы компенсирующих устройств не реже 1 раза в 2 года; в) тепловым испытаниям для выявления действительных тепловых потерь и состояния изоляции — не реже 1 раза в 3 года; г) гидравлическим испытаниям для определения действительных гидравлических характеристик трубопроводов — не реже 1 раза в 3 года. Все виды испытаний тепловых сетей выполняют отдельно. Методики проведения испытаний приведены в гл. 7. На основании результатов испытаний устанавливают показатели тепловых и гидравлических потерь в тепловых сетях.

Тепловые сети не реже 1 раза в 3 года

подвергают гидродневматической промывке. Внеочередные промывки производят после выполнения капитального ремонта. К обслуживанию насосных станций, допускаются квалифицированные слесари-машинисты и электромонтеры, знающие оборудование, схему, режим работы насосной. Обход автоматизированных насосных станций производит не реже 1 раза в смену звено, состоящее из машиниста насосной станции, электрослесаря и слесаря-прибориста. При этом проверяют нагрузку электрооборудования, температуру подшипников, наличие смазки, состояние сальников, действие системы охлаждения, наличие диаграммных лент в регистрирующих приборах. На неавтоматизированных насосных станциях должен круглосуточно дежурить слесарь-машинист.

Перед каждым пуском насосов, а при работе насосов не реже 1 раза в сутки проверяют состояние насосного и другого связанного с ним оборудования. В дренажных насосных станциях не реже 1 раза в 2 недели проверяют работу поплавкового устройства автоматического включения насосов. В насосных станциях ведут оперативный журнал и суточные ведомости. В журнале дежурный персонал записывает распоряжения диспетчера тепловой сети, делает пометки о всех переключениях, пуске и останове насосов, а также отмечает приемку и сдачу дежурств по насосной станции. В суточных ведомостях записывают показания контрольно-измерительных приборов.

Баки-аккумуляторы. Учитывая, что баки-аккумуляторы горячей воды являются источником повышенной опасности в аварийных ситуациях, в процессе эксплуатации им следует уделять особое внимание и заполнять их только деаэрированной водой. Ежегодно необходимо вести визуальный осмотр баков, компенсирующих устройств, вестовых труб, один раз в 3 года проводить инструментальное обследование баков для проверки толщины металлоконструкций и их коррозионного износа с помощью приборов «Кварц-6» и «Кварц-15». Внеочередные инструментальные обследования проводят по результатам визуального осмотра. Коррозионный износ при инструментальном обследовании определяют по отношению максимального уменьшения толщины металла к исходной толщине кровли и соответствующего пояса стенки бака.

Пригодность баков к дальнейшей эксплуатации после визуального осмотра и инструмен-

тального обследования оценивают по следующим параметрам: при коррозионном износе стенок, кровли, днища меньше 20 % толщины металла разрешается дальнейшая эксплуатация бака при обеспечении противокоррозионной защиты; при коррозионном износе стенок бака более 20 % толщины металла в верхней части бака (более 50 % высоты бака, считая от днища) допускается временная эксплуатация только со сниженным уровнем, т.е. при максимальном заполнении на 1 м ниже зоны, где имеет место указанный износ; в дальнейшем после ремонта баки должны быть обеспечены защитой от коррозии. При износе стенок бака более 20 % толщины металла в нижней части (менее 50 % высоты бака) его необходимо немедленно ремонтировать, при износе днищ и кровли более 20 % толщины металла бак также снимают с эксплуатации и ремонтируют. После ремонта баки допускаются к эксплуатации при условии защиты их от коррозии.

8.6. ОБСЛУЖИВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ ПУНКТОВ

Основными задачами обслуживания тепловых пунктов являются: обеспечение для каждого теплового пункта, а следовательно и системы теплоснабжения расхода теплоносителя требуемых параметров в пределах установленного лимита; обеспечение рационального использования теплоносителя и температурного перепада в системе теплоснабжения; снижение до минимума тепловых потерь и устранение утечек; обеспечение бесперебойной и нормальной работы всего оборудования теплового пункта и систем теплоснабжения.

Эксплуатацию тепловых пунктов осуществляет персонал потребителей под контролем организации, эксплуатирующей тепловые сети, или непосредственно персонал, эксплуатирующий тепловые сети. Последняя форма эксплуатации является наиболее эффективной и прогрессивной. Постоянное дежурство обслуживающего персонала на тепловом пункте, как правило, не обязательно. Необходимость дежурства и его продолжительность устанавливают в зависимости от характера работы систем теплоснабжения, степени автоматизации и диспетчеризации, а также местных условий эксплуатации.

Обход тепловых пунктов производят слесари-

обходчики по мере необходимости, но не реже 1 раза в 2 недели, в соответствии с утвержденным графиком. При обходе проверяют состояние помещения теплового пункта и всего оборудования, режим работы системы, герметичность всех соединений трубопроводов и арматуры, состояние контрольно-измерительных приборов и автоматических регуляторов. В открытых системах теплоснабжения во избежание перетекания воды на тепловом пункте из подающей трубы в обратную необходимо регулярно проверять герметичность закрытия обратного клапана, установленного на ответвлении от обратного трубопровода.

В журнале теплового пункта записывают обнаруженные при обходе неисправности и дают указания по их устранению с последующей проверкой выполнения абонентом этих указаний. В процессе эксплуатации показания контрольно-измерительных приборов периодически заносят в журнал. При постоянном дежурстве записи делают с интервалами, определяемыми режимом теплового потребления, но не реже четырех раз в смену; при отсутствии постоянного дежурства — не реже одного раза в сутки.

В процессе эксплуатации систематически уточняют тепловую нагрузку зданий путем контрольных замеров температур обратной воды и воздуха в отапливаемых помещениях. При неравномерном прогреве отдельных частей и приборов системы теплоснабжения производят соответствующую регулировку (см. гл. 4). Регулировку выполняет персонал, эксплуатирующий систему теплоснабжения. Спускные краны, элеваторы, дроссельные диафрагмы, установленные на тепловых пунктах и системах теплоснабжения, должны быть опломбированы. При возникновении аварийной ситуации обслуживающий персонал потребителя должен сообщить об этом диспетчеру организации, эксплуатирующей тепловую сеть, для принятия мер по устранению аварии.

Включение и выключение тепловых пунктов и абонентских систем, а также регулирование расхода теплоносителя производит, как правило, персонал организации, эксплуатирующей тепловую сеть. Ежегодно оборудование тепловых пунктов ремонтируют. Объем и время проведения ремонта устанавливают и согласовывают потребитель и эксплуатирующая организация совместно. Приемку тепловых пунктов и систем теплоснабжения после монтажа и ремонта

производят с участием персонала эксплуатирующей организации. С целью проверки готовности к отопительному сезону проверяют выполнение плана ремонтных работ, а также качество выполненных работ.

На центральных и индивидуальных тепловых пунктах и системах, принимаемых в эксплуатацию впервые после монтажа, проверяют:

а) соответствие выполненных работ и установленного оборудования проекту, согласованному с эксплуатирующей организацией; на элеваторных системах присоединения — соответствие номера элеватора и диаметра установленного сопла присоединенной нагрузке;

б) состояние наружных теплопроводов, принадлежащих потребителю;

в) состояние утепления отапливаемых зданий (чердаков, лестничных клеток, подвалов и наружных ограждений) и помещений центральных тепловых пунктов и тепловых пунктов отдельных зданий;

г) состояние помещений центральных тепловых пунктов и тепловых пунктов, расположенных в отдельных зданиях, а также состояние трубопроводов, арматуры и тепловой изоляции в тепловых пунктах;

д) наличие и состояние контрольно-измерительной аппаратуры и автоматических устройств;

е) наличие паспорта, схем и инструкций для обслуживающего персонала и соответствие их фактическому положению, а также состояние тепловой изоляции на разводящих трубопроводах местных систем;

ж) наличие и состояние запорно-регулирующей арматуры на стояках и нагревательных приборах;

з) отсутствие прямых соединений оборудования тепловых пунктов потребителей с водопроводом и канализацией;

и) эффективность промывки системы;

к) герметичность оборудования тепловых пунктов и систем теплоснабжения, а также прогреваемость нагревательных приборов.

Персонал потребителя с обязательным присутствием представителя эксплуатирующей организации проверяет герметичность оборудования тепловых пунктов и систем теплоснабжения после их промывки. Систему горячего водоснабжения проверяют на герметичность давлением, превышающим рабочее на 5 кгс/см² (0,5 МПа). Максимальное давление испытания

должно быть не выше 10 кгс/см^2 (1 МПа), минимальное — не ниже $7,5 \text{ кгс/см}^2$ (0,75 МПа). Установленные на тепловых пунктах теплообменники горячего водоснабжения и отопления систематически проверяют на герметичность путем опрессовки со стороны межтрубного пространства при открытых передних и задних крышках. При определении герметичности секционных водо-водяных подогревателей снимают соединительные патрубки (калечи). Испытание проводят на давление, равное рабочему, с коэффициентом 1,25, но не менее 10 кгс/см^2 (1 МПа).

Для своевременного выявления неплотностей в теплообменных трубках все подогреватели не реже 1 раза в 4 мес проверяют на герметичность под давлением воды в водопроводах или в тепловой сети. Кроме проверки на герметичность периодически проверяют тепловую производительность теплообменников и не реже 1 раза в 5 лет проводят их тепловые испытания. Открытые аккумуляторные баки горячей воды проверяют на герметичность путем заполнения их водой до полного объема не реже 1 раза в год.

По окончании отопительного сезона системы теплоснабжения до начала ремонта оставляют заполненными сетевой водой под давлением, превышающим статическое на $0,5—1 \text{ кгс/см}^2$ (0,05—0,1 МПа). Непосредственно перед началом отопительного сезона персонал потребителя независимо от производившихся ранее промывок повторно производит гидроневматическую промывку системы теплоснабжения, после проверки системы на герметичность — опробование работы отопительной системы и проверку прогресса нагревательных приборов. При пробном отоплении потребитель обязан отрегулировать местную систему. Опробование и регулирование отопительной системы осуществляют при расчетном расходе теплоносителя, который обеспечивается работой элеватора с расчетным диаметром установленного сопла, или путем установки на тепловом пункте расчетной дроссельной диафрагмы (при безэлеваторной схеме присоединения).

Расход воды в системе теплоснабжения не должен превышать установленной нормы. Это обеспечивается установкой на тепловом пункте расчетного сопла элеватора, дроссельной диафрагмы, соответствующей настройкой автоматических регуляторов. Расход сетевой воды периодически контролируют с помощью водоме-

ра или расходомера, а при их отсутствии — по падению давления в сопле элеватора или в дроссельной диафрагме.

Для предотвращения попадания воздуха в систему давления в обратном трубопроводе теплового пункта должно быть на $0,5 \text{ кгс/см}^2$ (0,05 МПа) выше статического давления системы, но не превышать максимально допустимого рабочего давления для нагревательных приборов. Если давление в обратном трубопроводе тепловой сети не обеспечивает заполнения систем, в системе создают подпор установкой регулятора подпора. При постоянных расходах в тепловой сети и системе теплоснабжения требуемый подпор может быть обеспечен за счет установки дроссельной диафрагмы. Температуру воды, подаваемой потребителям горячего водоснабжения, поддерживают в заданных пределах (не выше 65°C) установкой автоматических регуляторов.

На тепловых пунктах слесари-обходчики периодически осматривают контрольно-измерительные приборы. Контрольно-измерительные приборы, предназначенные для учета тепловой энергии, периодически подвергают проверке. Пломбируют приборы органы Комитета стандартов, мер и измерительных приборов при Совете Министров СССР или по их поручению энергоснабжающая организация. Взаимоотношения между эксплуатирующей организацией и потребителями теплоты и их взаимные обязательства и права определяются «Правилами пользования тепловой энергией».

8.7. ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ОТ КОРРОЗИИ

Основные технические требования. Тепловые сети должны иметь защиту от наружной коррозии, которая в зависимости от способа прокладки и условий изоляции обуславливается следующими причинами: электрохимическим взаимодействием металла труб с увлажненной тепловой изоляцией или иной окружающей средой; наличием блуждающих токов, стекающих с труб в грунт. Защиту тепловых сетей от коррозии необходимо предусматривать в соответствии с действующими строительными нормами и правилами, а также согласно «Инструкции

по защите тепловых сетей от электрохимической коррозии» (М., Стройиздат, 1975).

Все трубопроводы как при подземной, так и надземной прокладке изолируют антикоррозионными покрытиями, стойкими к воздействию теплоты, влаги и механических нагрузок. При применении теплоизоляционных материалов для тепловых сетей, исключая возможность коррозии наружной поверхности трубопроводов, защитные покрытия не предусматривают. Рекомендуются виды антикоррозионных покрытий для трубопроводов тепловых сетей и область их применения приведены в табл. 8.7. Антикоррозионные покрытия на трубопроводы наносят в стационарных условиях. На трассе производят только защиту стыковых соединений после сварки стыков и проверки на герметичность трубопроводов.

Изолированные трубы перевозят на специальных автомашинах с резиновыми прокладками для труб и специальными крепежными устройствами. Разгрузку и погрузку изолированных труб следует выполнять краном с использованием специальных строповочных устройств, исключая возможность повреждения изоляции (например, стропить трубы за торцы). Качество защитных покрытий проверяют на заводе и на трассе после опрессовки. Контроль качества включает наружный осмотр, контроль сплошности, проверку адгезии, определение толщины покрытия.

Для защиты трубопроводов тепловых сетей, прокладываемых в непроходных каналах или бесканально, от коррозии блуждающими токами выполняют следующие мероприятия: наносят электроизоляцию на подвижные и неподвижные опоры трубопроводов, устанавливают изолирующие фланцы на трубопроводах на вводе тепловых сетей (или в ближайшей камере) к объектам, которые могут быть источниками блуждающих токов (тяговым подстанциям, трамвайным депо и т.п.); устанавливают продольные электроперемычки (сечением не менее 50 мм² по меди) на сальниковых компенсаторах и фланцевой арматуре защищаемых участков тепловых сетей; устанавливают поперечные электроперемычки между смежными трубопроводами (при применении электрических методов защиты) во всех камерах с ответвлениями труб и на транзитных участках тепловой сети с интервалом не более 200 м; обеспечивают электрозащиту с помощью оснаще-

ния электрическими дренажами (прямыми, поляризованными, усиленными), катодными станциями и протекторами.

Тепловые сети, прокладываемые бесканально в условиях повышенной, высокой и весьма высокой коррозионной активности грунтов, подлежат защите путем катодной поляризации. Коррозионную активность грунтов по отношению к стальным конструкциям определяют по величине удельного сопротивления грунта согласно табл. 8.8. В анодных и знакопеременных зонах тепловые сети в бесканальных прокладках защищают от коррозии, вызываемой блуждающими токами, независимо от агрессивности окружающего грунта.

Тепловые сети в канальных прокладках с воздушным зазором на участках, где возможны периодические затопления и занос каналов грунтом, следует защищать от электрохимической коррозии методом катодной поляризации. В зонах влияния источника блуждающих токов трубопроводы электроизолируют от земли путем применения специальных конструкций подвижных и неподвижных опор. Электрические дренажи используют для защиты от блуждающих токов сетей, проложенных в непосредственной близости от рельсов электрифицированного транспорта.

Катодную поляризацию тепловых сетей с помощью установок электродренажей или катодной защиты необходимо предусматривать таким образом, чтобы среднее значение защитного потенциала было по абсолютной величине не менее 0,85 В по отношению к медносульфатному электроду сравнения или 0,3 В по отношению к стальному электроду сравнения (последнее значение — лишь в случае защиты от коррозии блуждающими токами). Среднее значение защитного потенциала по абсолютной величине должно быть не более значений, указанных в табл. 8.9.

Катодная поляризация допускается в пределах, исключаящих вредное влияние защиты на смежные металлические сооружения. Для проведения систематических измерений разности потенциалов между трубопроводами и землей на тепловых сетях должны быть оборудованы контрольно-измерительные пункты (КИП) с интервалом не более 200 м: в камерах или в местах неподвижных опор труб вне камер; в местах пересечения тепловых сетей с рельсовыми путями электрог транспорта (при пересечении бо-

Таблица 8.7. АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ ДЛЯ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Покрытие	Состав покрытия по слоям	Общая толщина покрытия, мм	Область применения	Вид тепловой изоляции
Изол в два слоя по холодной изольной мастике	1. Битузная грунтовка (1 вес. ч. битума марки IV, ГОСТ 21822—87 Е; на 2 1/2 вес. ч. бензина, ГОСТ 3505—80 с изм. или ГОСТ 2084 77 с изм.) 2. Холодная мастика, изол (ТУ 21-27-37-74) 3. Изол (ГОСТ 10296-79) 4. Холодная мастика, изол 5. Изол 6. Бумага мембранная, ГОСТ 2228—81 с изм. Е	5—5	Прокладка водяных тепловых сетей в непроходных каналах	Все виды подвесной тепловой изоляции
Стеклоэмалевое покрытие из эмали ВНИИСТ марки 64-64*	1. Грунтовый слой из эмали № 117, ТУ ВНИИСТ 2. Покровные слои 3. из эмали марки 64-64, 4. ТУ ВНИИСТ	0,5—0,5	Прокладка тепловых сетей в непроходных каналах и бесканальная	Все виды подвесной тепловой изоляции, а также теплоизоляционные конструкции с битумоперлитом и битумокерамзитом при бесканальных прокладках
Стеклоэмалевое покрытие из эмали ВНИИСТ марки 105Т	1. Грунтовый слой (70% грунта № 2015 и 30% грунта № 3132, ТУ ВНИИСТ) 2. Покровные слои 3. из эмали 105-Т 4. ТУ ВНИИСТ	0,5—0,6	Прокладка тепловых сетей в непроходных каналах и бесканальная	Все виды подвесной тепловой изоляции, а также теплоизоляционные конструкции с битумоперлитом и битумокерамзитом при бесканальных прокладках
Органосиликатное покрытие АС-8а (с термической обработкой)	Три слоя органосиликатной краски АС-8а (ТУ 3-69) с термической обработкой при 200°C	0,25	Прокладка водяных тепловых сетей в непроходных каналах	Все виды подвесной тепловой изоляции
Органосиликатное покрытие АС-8а (с отвердителем ТБТ)	Четыре слоя органосиликатной краски АС-8а (ТУ 3-69) с отвердителем ТБТ (МРТУ 6-09-2866-66)	0,2-0,25	То же	То же
Эпоксидное покрытие ЭП-56	1. Шпатлевка Э-0910 2. (ГОСТ 10277—76 с изм.) 3. 4. Эпоксидная эмаль ЭП-56 коричневая (ТУ 6-10-1243-72). Термическая обработка при 60°C	0,35-0,4	»	»

Металлизационное алюминиевое покрытие***	Расплавленная алюминиевая проволока марок АТ, АПТ, АМ (ГОСТ 6132-79 с изм.), Св-А5с (ГОСТ 7871-75 с изм.), АД-1 (ГОСТ 14838-78 с изм.)	Не менее 0,2	Бескапельная и капающая прокладка	Битумоперлит, битумокрамзит, битумовермикулит, а также другие виды теплоизоляционных конструкций, не дающих щелочной реакции среды
Эпоксидное покрытие ЭФАЖС	Пять слоев красок ЭФАЖС (ВСН 007-67 МЭиЭ СССР) с послойной термической обработкой при 60—160 °С	0,3—0,4	Прокладка водяных тепловых сетей в непереходных каналах	Все виды подвесной тепловой изоляции
Бризол в два слоя по холодной изоляционной мастике	1. Битумная грунтовка (1 вес. ч. битума марки ГУ на 2 1/2 вес. ч. бензина см. покрытие из изола) 2. Холодная масляная, изол МРБ-ХТ (ТУ 21-27-14-69 МПДСМ) 3. Бризол 4. Холодная масляная, изол Бризол. Бумага мешочная ГОСТ 2228-81 с изм. Е	5 6	То же	То же
Комбинированное покрытие краской БТ-177 по грунтовке ГФ-020**	1. Грунтовка ГФ-020 2. Краска БТ-177 ГОСТ 5631-79 с изм.	0,15—0,2	Надземная прокладка в тоннелях, коллекторах, технических подпольях водяных тепловых сетей	—3—

* Возможно применение других марок эмалей, не уступающих по защитным свойствам перечисленным.

** Краска БТ-177 представляет собой суспензию алюминиевой пудры по ГОСТ 5494-71 с изм. Е (15% для 1-го слоя и 10% для 2-го в лаке БТ-177, по ГОСТ 5631-79).

*** Технология процесса нанесения покрытия разработана Академией коммунального хозяйства им. К. Д. Памфилова

Таблица 8.9. МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫЕ ЗАЩИТНЫЕ ПОТЕНЦИАЛЫ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ НАЛИЧИЯ ПРОТИВООКРОЗИОННОГО ПОКРЫТИЯ

Удельное сопротивление грунта, Ом·м	Коррозионная активность	Назначение противокоррозионного покрытия	Модуль удельный электрод	Стальной электрод
Более 100	Низкая	С покрытием	—1,1	—0,55
20—100	Средняя	Без покрытия	Величина потенциала вредного влияния на соседние металлические сооружения	ограничивается
10—20	Повышенная			
5—10	Высокая			
Менее 5	Весьма высокая			

Таблица 8.8. КОРРОЗИОННАЯ АКТИВНОСТЬ ГРУНТОВ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ИХ УДЕЛЬНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ

Таблица 8.10. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ АВТОМАТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ

Тип установки	Выходная мощность, кВт	Напряжение выпрямленного тока, В	Выпрямленный ток, А	Изготовитель
ПАСК-0,6	0,6	48/24	12,5/25	Предприятия Минэлектротехпрома
ПАСК-1,2	1,2	48/24	25/50	То же
ПАСК-2	2	96/48	21/42	»
ПАСК-3	3	96/48	31/62	—»—
ПАСК-5	5	96/48	52/104	—»—
АКС	3,5	50/100	70/35	Московский экспериментальный машиностроительный завод «Коммуналинник»

лее двух путей КИП устанавливаются по обе стороны от пересечения); в местах пересечения или при параллельной прокладке с другими стальными подземными сооружениями; в местах сближения теплопроводов с пунктами присоединения отсасывающих кабелей к рельсам электро-транспорта; в местах установки электроизолирующих фланцев.

Конструкции КИП, электроизоляции трубопроводов от опор, продольных и поперечных электроперемычек следует применять по действующим типовым чертежам. Технические характеристики установок электрохимической защиты приведены в табл. 8.10—8.13. Проектирование электрохимической защиты тепловых сетей выполняет организация, проектирующая тепловые сети. Защиту трубопроводов от внутренней коррозии осуществляют путем химической и термической обработки воды.

Эксплуатация устройств электрозащиты тепловых сетей. На подземных теплопроводах необходимо систематически проводить электрометрические работы (коррозионные измерения), а также регистрировать и проводить анализ коррозионных повреждений. Методика проведения измерительных работ по определению опасности коррозии подземных теплопроводов приведена в «Инструкции по защите тепловых сетей от электрохимической коррозии» (М., Стройиздат, 1985).

На действующих тепловых сетях электрические измерения по определению опасности коррозии, вызываемой блуждающими токами, проводят со следующей периодичностью:

а) в зонах действия средств электрохимической защиты, в районах тяговых подстанций и депо электрифицированного транспорта, вблизи рельсов электрифицированного транспорта и в местах пересечения с ним — не реже 1 раза в 3 мес;

б) после каждого значительного изменения

коррозионных условий (изменений режима работы установок электрохимической защиты, развития сети подземных сооружений и источников блуждающих токов и т.п.). В остальных случаях измерения проводят 1 раз в год.

По результатам измерений разности потенциалов между тепловыми сетями и землей составляют диаграммы распределения потенциалов на тепловой сети. Наряду с измерительными работами для непосредственного определения коррозионного состояния подземных теплопроводов и оценки интенсивности коррозионного процесса периодически осматривают отдельные участки трубопроводов тепловой сети с помощью шурфовок. В процессе эксплуатации периодически производят технический осмотр установок электрохимической защиты и проверяют эффективность их работы. Перед началом осмотра установок отключают питание напряжения питающей цепи и цепь дренажа. Технический осмотр установок защиты выполняют в следующей периодичности: на дренажных установках — 4 раза в месяц; на катодных установках — 2 раза в месяц.

При техническом осмотре установок защиты производят следующие работы: очищают корпус дренажной или катодной установки снаружи и изнутри; определяют исправность предохранителей и надежность их крепления; проверяют плотность контактов внешних соединений установок, электрохимической защиты и их параметры, в установленные сроки определяют состояние стационарных приборов. При проверке параметров дренажной защиты измеряют величину дренажного тока, разность потенциалов «труба—земля» на контактном устройстве и определяют отсутствие тока в цепи дренажа при изменении полярной разности потенциалов между тепловой сетью и рельсами.

При проверке параметров катодной защиты измеряют величину тока защиты, напряжение

Таблица 8.11. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕАВТОМАТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ

Тип установки	Выходная мощность, кВт	Напряжение выпрямленного тока, В	Выпрямленный ток, А	Изготовитель
ПСК-06	0,6	48/24	12,5/25	Предприятия Минэлектротехпрома
ПСК-1,2	1,2	48/24	25/50	То же
ПСК-2	2	96/48	21/42	»
ПСК-3	3	96/48	31/62	—»—
ПСК-5	5	96/48	52/104	—»—
СКЗТ-800	0,8	40/24	25/50	Рязанский опытный электро-механический завод
СКЗТ-1500	1,5	60/24	25/50	То же
СКЗТ-3000	3	60/30	50/100	»
КС-400	0,4	40	10	Кировобадский завод «Промсвязь»
КСГ-500-1	0,5	50	10	То же
КСК-500-1	0,5	50	10	—»—
КСГ-1200-1	1,2	60	20	»
КСК-1200-1	1,2	60	20	—»—
КСС-600 6-61	0,6	24/12	25/50	Кировоканский завод «Автоматика»
КСС-600-К-61	1,6	48/24	12,5/25	То же
КСС-1200-К-61	1,2	24/12	50/100	—»—
КСС-1200 К-61	1,2	48/24	25/50	»
СКЗ-АКХ	5,5	50	100+10	Московский экспериментальный машиностроительный завод «Коммунальник»

Таблица 8.12. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ АВТОМАТИЧЕСКИХ УСИЛЕННЫХ ДРЕНАЖЕЙ

Тип установки	Выходная мощность, кВт	Выпрямленный ток, А	Выпрямленное напряжение, В	Допустимое обратное напряжение, В	Изготовитель
ПАД-1,2	1,2	100/200	12/6	300	Предприятия Минэлектротехпрома
ПАД-2	2,0	165/300	12/6	300	То же
ПАД-3	3,0	250/500	12/6	300	—»—
УД-АКХ	2,0	150/300	12/6	200	Московский экспериментальный машиностроительный завод «Коммунальник»

Таблица 8.13. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОЛЯРИЗОВАННЫХ ЭЛЕКТРОДРЕНАЖНЫХ УСТАНОВОК

Тип установки	Номинальный ток, А	Допустимая величина обратного напряжения, В	Максимальная величина дренажного сопротивления, Ом	Изготовитель
ПД-200	200	300	0,3 (10 секций)	Предприятия Минэлектротехпрома
ПД-300	300	300	0,2 (10 секций)	То же
ПД-500	500	300	0,15 (10 секций)	—»—
ПД-3А	500	100	0,36 (4 секции)	Саратовский экспериментальный завод «Рязавтоматика»
ПГД-200	200	100	0,15 (10 секций)	Кировобадский завод «Промсвязь»
УБДЗ-10	10	50	0,3 (6 секций)	Рязанский опытный электро-механический завод
УБДЗ-50	50	50	0,3 (6 секций)	То же

на выходных клеммах катодной станции, разность потенциалов «труба — земля» на контактном устройстве теплопровода. При проверке параметров работы у автоматизированных установок усиленного дренажа или катодной защиты, кроме того, определяют степень стабилизации потенциалов на защищаемом теплопроводе путем сравнения результатов измерения потенциалов тепловой сети на контактном устройстве с паспортными данными установки. Проверая эффективность действия защиты, измеряют потенциалы «тепловая сеть — земля» и контрольных пунктах, силу тока защитной установки (при этом в полном объеме производят технический осмотр защитной установки).

Контроль режима работы перемычек при совместной защите нескольких подземных металлических сооружений заключается в измерении разности потенциалов между сооружениями и землей в местах подключения перемычек. Эффективность действия системы совместной защиты проверяют при участии (или по поручению) организаций, чьи сооружения включены в эту систему. При обнаружении недостаточной эффективности действия защиты (сокращения зоны ее действия) или превышения величин потенциалов, установленных проектом защиты, регулируют режим работы защиты. На каждую защитную установку заводят индивидуальный журнал обслуживания, где фиксируют результаты осмотров, ремонта и регулирования режима работы защиты.

8.8. РЕМОНТ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И ТЕПЛОВЫХ ПУНКТОВ

Ремонт тепловых сетей и тепловых пунктов представляет собой комплекс технических мероприятий, направленных на поддержание или восстановление требуемого состояния отдельных элементов конструкций и оборудования, а также включает модернизацию оборудования с целью повышения надежности и качества их работы.

Ремонт тепловых сетей и тепловых пунктов подразделяют на: *текущий*, к которому относятся работы по систематическому и своевременному предохранению отдельных элементов и конструкций от преждевременного износа путем проведения профилактических мероприятий и устранения мелких неисправностей и повреждений; и *капитальный*, в процессе которого восстанавливают изношенное оборудование и кон-

струкции и производят их модернизацию, направленную на улучшение эксплуатационных качеств и повышение технико-экономических показателей. Перечень работ, относящихся к текущему и капитальному ремонту тепловых сетей и тепловых пунктов, приведен в табл. 8.14. Структура и продолжительность ремонтных циклов для тепловых сетей и тепловых пунктов приведены в табл. 8.15.

Ремонт оборудования производит ремонтное подразделение эксплуатирующей организации с привлечением эксплуатационного персонала. При больших объемах ремонтов и производстве капитальных работ привлекаются специализированные подрядные организации. Объемы ремонтных работ определяют с учетом дефектов, выявленных в процессе текущей эксплуатации, а также на основе данных испытаний, шурфовок и ревизий. Текущий ремонт производят по графику регулярно в течение года. Капитальный ремонт, как правило, производят в летний период. Годовые и месячные планы капитальных и текущих ремонтов оборудования составляет эксплуатирующая организация не позднее чем за 4 мес., планы модернизации — за 6 мес. до начала планируемого года.

Планы-графики останова тепловых сетей на производство ремонтных работ после согласования с местными органами власти утверждает главный инженер эксплуатирующей организации. При составлении плана графика ремонта необходимо учитывать, что максимальная длительность отключения горячего водоснабжения не должна превышать 12 дней. Планы графики ремонта тепловых сетей, тепловых пунктов и систем теплоснабжения должны быть увязаны между собой по срокам выполнения работ. Ремонт вспомогательного оборудования, непосредственно связанного с работой основных агрегатов, следует производить одновременно с ремонтом последних. При наличии резерва вспомогательного оборудования допускается проведение его ремонта в период между капитальными ремонтами основного оборудования.

Для производства ремонтных работ районы теплосети должны иметь в своем распоряжении механизмы и оборудование, примерный перечень которых приведен в табл. 8.16. При наличии в предприятии тепловых сетей специальной службы ремонта с ремонтным цехом и механической мастерской эти механизмы и оборудование, как правило, передаются данной службе.

Таблица 8.14. ПЕРЕЧЕНЬ РАБОТ, ПРОВОДИМЫХ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ И ТЕКУЩЕМ РЕМОНТАХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И ТЕПЛОВЫХ ПУНККТОВ

Оборудование	Перечень работ
А. Капитальный ремонт	
<i>1. Тепловые сети</i>	
Каналы, камеры, опоры	Восстановление или замена пришедших в негодность строительных конструкций, каналов, камер, смотровых колодцев, подвижных и неподвижных опор, а также креплений трубопроводов при воздушных прокладках. Смена люков и металлических спускаемых лестниц в камере и на эстакадах или более 50 % ходовых скоб. Вскрытие и очистка каналов от заиливания. Полная или частичная смена гидроизоляции каналов и камер
Дренажи	Восстановление поврежденных, замена пришедших в негодность или прокладка дополнительных дренажей из камер и каналов, а также попутных дренажей
Трубопроводы	Замена пришедших в негодность отдельных участков трубопроводов. Очистка внутренней поверхности труб от лакины и продуктов коррозии
Изоляция	Восстановление или замена пришедшей в негодность гидро- и теплоизоляции тепловой сети
Оборудование сетей и насосных станций	Замена или установка дополнительных гидравлических компенсаторов и фасонных частей или их ремонт со сменой изношенных деталей. Замена пришедшей в негодность или ремонт со сменой основных изношенных деталей регулировочной и предохранительной аппаратуры, средств автоматики и телемеханики. Замена или ремонт со сменой деталей привода насосов, а также пусковой аппаратуры к ним, силовой и осветительной аппаратуры. Ремонт или замена изношенных деталей устройств для защиты от электрокоррозии
<i>2. Тепловые пункты</i>	
Оборудование	Замена или ремонт основного оборудования (элеваторов, теплообменников, насосов, аккумулирующих емкостей, грязевиков и др.)
КИП и автоматика	Замена, ремонт и дооборудование автоматических регуляторов, контрольно-измерительных приборов, тепловых щитов, пусковой аппаратуры
Б. Текущий ремонт	
<i>1. Тепловые сети</i>	
Каналы, камеры, опоры	Проверка состояния приходящих каналов и камер с устранением отдельных свищей в стенах, ремонт лестниц, площадок и ограждений, восстановление разрушенных люков и окраски металлоконструкций. Проверка состояния опор
Дренажи	Проверка работы дренажей и их прочности
Трубопроводы	Замена отдельных труб, сварка отдельных стыков
Изоляция	Ремонт тепловой изоляции (до 5 % общей длины трубопроводов) с восстановлением антикоррозионного покрытия
Оборудование сетей и насосных станций	Вскрытие и ревизия запорной, дренажной и регулировочной аппаратуры, ремонт этой аппаратуры со сменой отдельных деталей; притирка дисков или золотников, набивка или замена сальниковых уплотнений, замена прокладок и подтяжка болтов сальниковых и фланцевых соединений. Ревизии и мелкий ремонт насосов и их электродвигателей, пусковой аппаратуры. Замена и ремонт гильз для термометров и штуцеров для манометров. Вскрытие и ремонт грязевиков и аккумуляторных баков. Мелкий ремонт автоматических регуляторов и контрольно-измерительных приборов

8.14

Продолжение табл. 8.15

пло-	Оборудование и структура ремонтного цикла	Продолжительность циклов	
		между текущим и очередным ремонтами, мес	ремонтного цикла, лет
Тепломеханическое оборудование тепловых пунктов и насосных отделений			
Сня- ерка	Водо-водяные подогреватели типов ВТИ, ВВП, ОСТ—32—588— 8, МВН—2052—62 и др.:		
—	О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К	12	6
—	Насосы типов К, НДВ, НДС, Д, СД, СЭ:	6	4
—	О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К	12	15
—	Резервные: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К	12	15
—	Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К	36	15
—	Вентилаторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К	12	3
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—Т—О—К		
—	Вентиляторы: К—О—Т—О—Т—О—Т—		

Примечания: 1. К — капитальный ремонт; Т — текущий ремонт; О — межремонтное обслуживание.
2. Ремонтный цикл сокращается для тепловых сетей в футляре — до 10 лет; для распределительных
сетей и горячего водоснабжения из оцинкованных труб — до 8—10 лет; для арматуры на трубопроводах
горячего водоснабжения — до 3 лет. 3. Для стальных задвижек на трубопроводах сетевой воды ре-
монтный цикл увеличивается до 10 лет. 4. Для оборудования тепловых пунктов и насосных станций
ремонтный цикл сокращается для подогревателей и насосов горячего водоснабжения до 3 лет.

**Таблица 8.16. ПРИМЕРНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ МЕХАНИЗМОВ И ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ
ПРОИЗВОДСТВА РЕМОНТНЫХ РАБОТ**

ре-	Наименование	Количество
аюя	Насос центробежный диаметром 800—1000 мм с электродвигателем, соединительными рукавами и электрокабелем длиной 40—50 м	Количество оборудования и меха- низмов устанавливается в зависи- мости от объема производимых ре- монтных работ
—	Насос самовсасывающий с автономным двигателем внутреннего сгора- ния и комплектом соединительных резиновых рукавов	
—	Насос диафрагмовый или поршневой ручной переносной с рукавами	
—	Ломкраты грузоподъемностью 5—10 тс	
—	Лопаты грузоподъемностью 1—3 тс	
—	Электросварочный агрегат с автономным двигателем внутреннего сго- рания	
—	Электросварочный агрегат переменного тока с электрокабелем длиной 50—60 м	
—	Газосварочный аппарат переносной	
—	Пресс гидравлический с механическим приводом	
—	Станок токарный	
—	Станок сверлильный	
—	Лиски параллельные	
—	Лиски-прижимы трубные	
—	Почило наждачное с электроприводом	
—	Порн кузнечный переносной	
—	Пеленка для перевозки баллонов	
—	Экскатор с ковшом объемом 0,25 м³	
—	Автокран грузоподъемностью 5 тс	
—	Автомашинка-самосвал	
—	Трактор	
—	Бульдозер	

Объем ремонтных работ и потребность в мате-
риалах и оборудовании определяют на основа-
нии ведомостей, являющихся основным докумен-
том для контроля выполняемых работ во время
ремонта и приемки работ после ремонта, и норм
расходов материала на ремонт (табл. 8.17—
8.24). До выполнения ремонтных работ состав-
ляют ведомости объема работ и смету, кото-
рые уточняют после вскрытия и осмотра обо-
рудования, и составляют графики ремонтных ра-

бот. Согласно ведомостям объема работ заготов-
ляют необходимые материалы, запасные части и
узлы. Разрабатывают техническую документа-
цию на реконструктивные работы. Укомплекто-
вывают и приводят в исправное состояние ин-
струменты, приспособления и подъемно-тран-
спортные механизмы. Проводят инструктаж и
проверку знаний противопожарных мероприятий
и мероприятий по технике безопасности. Уком-
плектовывают ремонтные бригады.

Таблица 8.17. НОРМЫ РАСХОДА МАТЕРИАЛОВ НА РЕМОНТ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Материал	Годовой расход материалов на 1 км эксплуатации							русской теплогазоснабжающей организации для труб диаметром, мм									
	50	80	100	150	200	250		300	350	400	500	600	700	800	900	1000	1200
	2	3	4	5	6	7		8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
А. КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ																	
<i>1. Водяная двухтрубная тепловая сеть в непроходных каналах с водоемной теплоизоляцией</i>																	
Трубы, металл, арматура																	
Трубы, стальные, т	0,415	0,565	0,975	1,6	2,83	4,4		5,9	6,85	6,63	8,28	9,83	11,3	14,45	18,05	22	28,75
Прокат черных металлов, т	0,051	0,063	0,066	0,071	0,14	0,146		0,167	0,175	0,481	0,645	0,658	0,835	0,995	1,172	1,39	1,965
Электроды Э-42, кг	2,3	3,6	5,2	8,4	14,8	22		30,4	33,2	35,2	41,5	52	69,6	76	94,5	115	151
Кислород, т	115	180	260	420	740	1100		1520	1650	1760	2080	2600	3480	3800	4740	5730	7550
Ацетилен, л	21	33	47	76	153	200		274	300	317	373	468	626	684	850	1035	1360
Задвижки стальные на 10 мм, шт	2	2	2	2	2	2		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Сальниковые компенсаторы на 10 мм, шт	—	—	—	—	1	1		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Листовая сталь толщиной 35—60 мм, т	—	—	—	—	0,064	0,1		0,127	0,173	0,242	0,435	0,615	0,722	0,878	1,188	1,488	1,8
Антикоррозийное покрытие труб																	
Битумный праймер, т	0,005	0,008	0,008	0,013	0,017	0,022		0,027	0,03	0,032	0,04	0,048	0,055	0,062	0,07	0,077	0,092
Изоляционная мастика, т	0,024	0,037	0,043	0,065	0,086	0,108		0,131	0,149	0,162	0,2	0,239	0,273	0,312	0,35	0,386	0,462
Изол — два слоя толщиной по 2 мм (ГОСТ 10296-79), т/м ²	0,041	0,064	0,072	0,108	0,143	0,18		0,218	0,248	0,27	0,334	0,398	0,455	0,52	0,582	0,645	0,77
Крафт-бумага, т/м ²	0,024	0,037	0,043	0,065	0,086	0,108		0,131	0,149	0,162	0,2	0,239	0,273	0,312	0,35	0,386	0,462
Теплоизоляция с гидрозащитой																	
Минераловатные скорлупы, м ³	1,71	1,9	1,96	2,66	3,42			—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Минераловатные маты, м ³	—	—	—	—	—	4,96		5,68	6,37	8,48	10,1	11,6	18	20	22,1	24,05	28,8
Металлическая сетка № 12, т/м ²	—	—	—	—	—	0,1		0,113	0,127	0,141	0,168	0,193	0,224	0,249	0,277	0,3	0,36
Проволока оцинкованная диаметром 0,8—1,2 мм, т	0,012	0,013	0,014	0,017	0,015	0,015		0,019	0,021	0,023	0,027	0,029	0,037	0,039	0,045	0,049	0,059
Асбест сортов IV и VII, т	—	—	—	—	—	0,54		0,612	0,695	0,755	0,93	1,05	1,225	1,36	1,49	1,63	1,92
Цемент 300, т	—	—	—	—	—	2,06		2,36	2,67	2,9	3,44	4,08	4,9	5,44	5,96	6,5	7,57

Прокладочно-набивочные материалы

Паронит вальцованный, кг	0,084	0,153	0,204	0,288	0,473	0,595	0,768	0,92	1,04	1,44	1,72	1,84	2,08	2,24	2,4	2,64
Асбоступ, кг	0,17	0,31	0,41	0,69	1,28	1,52	2,08	2,92	5,16	12,9	11,83	12,8	14,5	16,3	17,9	21,1
Термостойкая резина, кг	0,086	0,156	0,208	0,344	0,64	0,76	1,04	1,44	1,55	3,28	3,56	3,84	4,76	4,88	5,12	5,01

Строительные материалы

Для плит перекрытий:

бетон В-15, м³
 бетон В-25, м³
 арматура ст3, т
 кирпич обожженный крас-
 ный, шт.

Строительный лес, м³Пиломатериалы, м³2. Водяная двухтрубная тепловая сеть
канишек и надземная сНаркладка в проходных или полупроходных
тепловых сетях

Трубы, металл, арматура

Трубы стальные, т	0,338	0,54	0,812	1,33	2,36	3,66	4,9	5,7	5,52	6,9	8,22	9,46	12,05	15	18,33	23,9
Прокат черных металлов, т	0,042	0,05	0,045	0,059	0,11	0,1	0,124	0,127	0,37	0,49	0,498	0,63	0,732	0,861	1,033	1,4
Электроды Э-42, кг	100	3	4,3	7	12,3	18,5	25,3	29,3	29,3	34,6	43,4	49,7	63,2	78,6	95,6	126
Кислород, л	18	150	215	350	615	930	1255	1465	1465	1730	2170	2490	3160	3930	4780	6300
Ацетилен, л	2	27	39	63	110	167	228	264	264	312	390	447	570	708	860	1135
Задвижки стальные на 10 км, шт.	—	—	—	—	—	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Сальниковые компенсаторы на 10 км, шт.	—	—	—	—	—	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Листовая сталь толщиной 35—50 мм, т	—	—	—	—	0,064	0,1	0,127	0,173	0,242	0,435	0,615	0,722	0,878	1,181	1,488	1,8

Антикоррозийное
покрытие труб

Битумный праймер, т
 Изольная мастика, т
 Изол — два слоя толщиной по 2 мм (ГОСТ 10296—79), т/м²

Крафт-бумага, т/м²Теплоизоляция
с гидрозащитой

Минераловатные скорлупы, м³

Продолжение табл. 8.17

Материал	Годовой расход материалов на 1 км эксплуатации рулевой теплопровода для труб диаметром, мм													
	50	80	100	150	200	250	300	350	400	500	600	700	800	900
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Минераловатные маты, м ³	—	—	—	—	—	4,13	4,73	5,3	7,05	8,48	9,65	13	16,65	18,4	20,2	24
Металлическая сетка № 12, т/м ²	—	—	—	—	—	0,082	0,094	0,105	0,117	0,14	0,161	0,186	0,207	0,229	0,25	0,3
Проволока оцинкованная диаметром 0,8—1,2 мм, т	0,009	0,01	0,011	0,014	0,017	0,012	0,016	0,018	0,019	0,022	0,024	0,032	0,032	0,037	0,041	0,049
Асбест сортов VI и VII, т	—	—	—	—	—	0,45	0,51	0,58	0,63	0,64	0,876	1,02	1,13	1,24	1,36	1,6
Цемент 300, т	—	—	—	—	—	1,805	2,04	2,31	2,52	2,96	3,5	4,08	4,53	4,96	5,41	6,4
Прокладочно-набивочные материалы																
Паронит вальцованный, кг	0,072	0,13	0,17	0,24	0,39	0,5	0,63	0,766	0,865	1,2	1,43	1,53	1,73	1,86	2	2
Асбоплат, кг	0,143	0,26	0,34	0,57	1,07	1,26	1,73	2,43	4,3	9,1	9,85	10,65	12,1	13,55	14,95	17,55
Термостойкая резина, кг	0,072	0,13	0,17	0,28	0,53	0,68	0,86	1,2	1,29	2,8	2,96	3,2	3,63	4,06	4,25	5,03
Строительные материалы																
Кирпич обожженный красный, шт.	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Строительный лес, м ³	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033
Пиломатериалы, м ³	0,066	0,066	0,066	0,066	0,066	0,066	0,066	0,066	0,066	0,066	0,066	0,066	0,066	0,066	0,066	0,066

3. Водяная двухтрубная тепловая сеть. Бесканальная прикладка с тепловой изоляцией из армированного пенобетона

Трубы, металл, арматура																
Трубы стальные, т	0,507	0,81	1,22	2	3,54	5,5	7,37	8,56	8,3	10,35	12,3	14,1	18,05	22,55	27,6	—
Прокат черных металлов, т	0,063	0,07	0,076	0,085	0,182	0,171	0,208	0,219	0,602	0,806	0,823	1,04	1,245	1,465	1,75	—
Электроды Э-42, кг	3	4,5	6,5	10	18,5	28	38	44	44	52	65	75	85	118	144	—
Кислород, л	150	225	325	500	925	1400	1900	2200	2200	2600	3250	3750	4750	5900	7200	—
Ацетилен, л	27	41	59	90	156	252	342	396	396	458	585	675	855	1000	1298	—
Задвижки стальные на 10 км, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	—
Сальниковые компенсаторы на 10 км, шт.	—	—	—	—	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	—
Теплоизоляция с гидрозащитой																
Цемент 300—400, т	2,07	2,4	2,54	3,31	4,35	5	5,75	6,9	7,41	9,05	10,8	11,85	13,18	15	16,5	—
Песок мармалит, т	0,83	0,98	1,02	1,42	2,04	2,28	2,75	3,6	3,9	4,9	5,9	6,6	7,6	8,46	9,4	—

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Проволока для армирования бетона диаметром 3,5 мм, т	0,155	0,18	0,19	0,2	0,211	0,22	0,23	0,246	0,255	0,312	0,376	0,443	0,505	0,63	0,697	
Битуморезиновая мастика, т	0,322	0,373	0,394	0,53	0,65	0,75	0,86	0,95	1,02	1,19	0,39	1,56	1,75	1,95	2,12	—
Бризол теплоустойчивый, т/м ²	0,266	0,303	0,326	0,44	0,535	0,625	0,712	0,785	0,845	0,995	1,155	1,305	1,455	1,62	1,78	—
Металлическая сетка № 12, т/м ²	0,065	0,075	0,079	0,11	0,12	0,145	0,164	0,182	0,1935	0,228	0,253	0,291	0,331	0,367	0,4	—
Проволока оцинкованная диаметром 1,2 мм, т	0,0012	0,0014	0,0015	0,002	0,002	0,0022	0,0025	0,0025	0,003	0,0034	0,0038	0,004	0,005	0,005	0,006	—
Асбест сорта VI, т	0,312	0,351	0,382	0,49	0,577	0,667	0,75	0,830	0,88	1,03	1,17	1,315	1,47	1,63	1,775	—
Прокладочно-набивочные материалы																
Паронит напыленный, кг	0,11	0,2	0,26	0,36	0,59	0,67	0,95	1,15	1,3	1,8	2,15	2,3	2,6	2,8	3	—
Асбошнур диаметром 8—32 мм, кг	0,22	0,3	0,52	0,86	0,61	1,9	2,6	3,65	6,45	13,65	14,8	16	18,1	20,4	22,4	—
Термостойкая резина диаметром 8—32 мм, кг	0,11	0,2	0,26	0,43	0,8	0,95	1,3	1,8	1,93	4,1	4,46	4,8	5,45	6,1	6,4	—
Строительные материалы																
Строительный лес, м ³	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Пиломатериалы, м ³	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

Б. ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ

1. Двухтрубная водяная сеть

Металлоизделия																
Болты, диаметр 16—27 мм с гайками, шт.	20	20	20	20	30	30	30	40	40	50	50	50	50	50	50	50
Шпильки диаметром 16—27 мм с гайками, шт.	20	20	20	20	30	30	30	40	40	50	50	50	50	50	50	50
Краны и вентили бронзовые диаметром 13—50 мм на 10 км, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Манометры 10—15 ат на 1 км, шт.	2	2	2	2	2	—	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Гильзы с термометрами на 10 км, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Люки чугунные для камер на 10 км, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Теплоизоляция с гидрозащитой																
Минераловатные скорлупы, м ²	1,9	2,2	2,45	3,35	4,25	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Краны муфтовые и фланцевые

Набивка салынная (прографиченная), кг	0,08	0,12	0,18	0,25	0,31
Прокладочные материалы (паронит, резина, техническая), кг	0,2	0,3	0,5	0,6	0,8
Болты и гайки, кг	0,2	0,3	0,5	0,6	0,8
Бронза (латунь), кг	0,15	0,24	0,36	0,48	0,6
Порошок притирочный, кг	0,04	0,06	0,09	0,12	0,15
Масло надустриальное, кг	0,15	0,24	0,36	0,48	0,6
Керосин, кг	0,3	0,5	0,7	1	1,2
Ветошь обтирочная, кг	0,15	0,24	0,36	0,48	0,6

Вентили запорные и регулирующие

Набивка салыникова кпрографиченная, кг	0,06	0,9	0,12	0,14	0,15	0,19
Прокладочные материалы (паронит, резина техническая), кг	0,2	0,2	0,3	0,4	0,4	0,5
Бронза (латунь), кг	0,15	0,18	0,22	0,27	0,3	0,38
Порошок притирочный, кг	0,04	0,04	0,06	0,07	0,07	0,09
Масло индустриальное, кг	0,15	0,18	0,22	0,27	0,3	0,38
Керосен, кг	0,3	0,4	0,5	0,5	0,6	0,8
Ветошь обтирочная, кг	0,15	0,18	0,22	0,27	0,3	0,38
Метизы, кг	0,2	0,2	0,3	0,4	0,4	0,5

Клапаны обратные

Шабивка салыпикова прографичесна, кг	0,91	0,02	0,02	0,03	0,03	0,04	0,05	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09
Резина техническая термостойкая, кг	0,15	0,18	0,22	0,27	0,33	0,36	0,46	0,55	0,64	0,73	0,82	0,91
Порошок притирочный, кг	0,01		0,02	0,03	0,03	0,04	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09
Масло индустриальное, кг	0,14	0,18	0,22	0,27	0,32	0,36	0,45	0,54	0,63	0,72	0,81	0,9
Смазка универсальная, кг	0,07	0,09	0,1	0,13	0,16	0,17	0,22	0,26	0,3	0,35	0,39	0,43
Краска масляная, кг	0,04	0,05	0,06	0,08	0,09	0,1	0,13	0,15	0,18	0,2	0,21	0,23
Бронза, кг	0,12	0,15	0,18	0,22	0,27	0,3	0,37	0,45	0,52	0,6	0,63	0,75
Болты и гайки, кг	0,06	0,07	0,09	0,11	0,13	0,15	0,18	0,22	0,26	0,29	0,31	0,36
Манжеты сапниковые, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Керосин, кг	0,06	0,07	0,09	0,11	0,13	0,15	0,18	0,22	0,26	0,29	0,31	0,36
Ветошь обтирочная, кг	0,12	0,15	0,18	0,22	0,27	0,3	0,37	0,45	0,52	0,6	0,63	0,75

Сальниковые компенсаторы

Набивка сальниковая, кг	1,9	2,2	2,9	3,7	4,4	—
Болты и гайки, кг	2,8	3,3	4,3	5,4	6,5	—
Масло industriale, кг	1,6	1,8	2,4	3	3,6	—
Прокладочные материалы, кг	1,6	—	2,7	3,4	4,1	—
Керосин, кг	0,6	0,7	1	1,2	1,5	—
Ветошь обтирочная, кг	1,3	1,5	2	2,5	3	—

Таблица 8.19. РАСХОД МАТЕРИАЛОВ НА КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ 1 ПОДОГРЕВАТЕЛЯ МВН-2050

Материал	Водоподогреватели МВН-2050													
	01/II	02/II	03/II	04/II	05/II	06/II	07/II	08/II	09/II	10/II	11/II	12/II	13/II	14/II
	Площадь поверхности нагрева, м²													
0,38	0,75	0,85	1,71	1,31	2,66	2,90	5,89	6	12,1	10,2	20,6	14,1	28,5	
11,6	12,5	12,5	14,6	13,8	16,3	16,8	23,2	23,5	35,5	32,7	52,5	40,8	66,2	
8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,9	0,9	1,4	1,2	2	1,5	2,5	
21	22	22	26	24	29	30	41	42	65	58	93	72	117	
0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	1,3	1,3	2	1,8	2,9	2,3	3,7	
0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,7	0,7	1,1	1	1,6	1,2	2	
0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,07	0,06	0,1	0,08	0,12	
2,2	2,3	2,3	2,7	2,6	3	3,1	4,3	4,4	6,8	6,1	9,8	7,6	12,3	
0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,4	0,4	0,6	0,5	0,8	0,6	1	
0,8	0,9	0,9	1,1	1	1,2	1,2	1,7	1,7	2,7	2,4	3,8	3	4,9	
0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,7	0,6	1	0,8	1,2	
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
0,6	0,7	0,7	0,8	0,7	0,9	0,9	1,2	1,3	2	1,7	2,8	2,2	3,5	
0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,7	0,6	1	0,8	1,2	

Таблица 8.20. РАСХОД МАТЕРИАЛОВ НА КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ 1 ВОДОПОДОГРЕВАТЕЛЯ МОСЭНЕРГО И ВТИ-МОСЭНЕРГО (ВВП)

Материал	Мосэнерг.о						ВТИ-Мосэнерг.о (ВВП)							
	№ 3	№ 4	№ 6	№ 8	№ 10	№ 12	ВВП-20	ВВП-60	ВВП-80	ВВП-100	ВВП-150	ВВП-200	ВВП-250	ВВП-300
	Площадь						поверхности нагрева, м ²							
	1,32	2,26	5,84	10,35	16,6	26,4	0,75	1,32	2,26	3,58	5,95	13,19	22,8	32,1
Сталь толстолистовая, кг	13,8	15,5	23,2	33,1	45,6	62,8	12,5	13,8	15,5	18,5	23,6	39,1	56,3	72,2
Фланцы стальные, шт	7	7	7	7	7	7	12	12	12	12	12	12	12	12
Болты и гайки, кг	0,5	0,6	0,9	1,2	1,7	2,3	0,5	0,5	0,6	0,7	0,9	1,5	2,1	2,7
Трубы латунные, кг	24	27	41	59	81	111	22	24	27	33	42	69	100	128
Сетка металлическая, м ²	0,8	0,9	1,3	1,8	2,5	3,5	0,7	0,8	0,9	1	1,3	2,2	3,1	4
Электроды, кг	0,4	0,5	0,7	1	1,4	1,9	0,4	0,4	0,5	0,6	0,7	1,2	1,7	2,2
Асбозурит, м ³	0,03	0,03	0,04	0,06	0,08	0,12	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04	0,07	0,1	0,13
Паронит, кг	2,6	2,9	4,3	6,2	8,5	11,7	2,3	2,6	2,9	3,4	4,4	7,3	10,5	13,4
Краска масляная, кг	0,2	0,2	0,4	0,5	0,7	1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,4	0,6	0,9	1,1
Хлопчатобумажная ткань, м ²	1	1,1	1,7	2,4	3,3	4,6	0,9	1	1,1	1,4	1,7	2,9	4,1	5,3
Сода каустическая, кг	0,3	0,3	0,4	0,6	0,8	1,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4	0,7	1	1,3
Краны трехходовые, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Манометры, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Термометры с оправой, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Керосин, кг	0,7	0,8	1,2	1,8	2,4	3,4	0,7	0,7	0,8	1	1,3	2,1	3	3,9
Ветошь обтирочная, кг	0,3	0,3	0,4	0,6	0,8	1,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4	0,7	0,8	1,3

Таблица 8.21. РАСХОД МАТЕРИАЛОВ НА КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ 1 НАСОСА (ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ КОНСОЛЬНЫЕ НАСОСЫ К, КМ, ЕКМ)

Материал	Подача насоса, м³/ч					
	10	20	40	85	170	340
Сталь прокатная, кг	4,9	7,3	10,4	13	16,2	19,3
Метизы, кг	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Электроды, кг	1	1,4	2	2,5	3,1	3,7
Ацетилен, кг	0,8	1,3	1,8	2,3	2,8	3,4
Кислород, 1 баллон	0,3	0,5	0,7	0,9	1,1	1,3
Керосин, кг	1,1	1,7	2,4	3	3,8	4,5
Резина техническая, кг	0,2	0,3	0,4	0,5	0,7	0,8
Паронит, кг	1,3	2	2,8	3,4	4,3	5,1
Набивка сальниковая прографиченная, кг	0,2	0,3	0,4	0,5	0,7	0,8
Войлок технический мелкошерстный, кг	0,5	0,7	0,11	0,13	0,16	0,2
Ветошь обтирочная, кг	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
Шнур резиновый, кг	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
Смазка универсальная, кг	0,3	0,4	0,6	0,7	0,9	1
Краска масляная, кг	0,2	0,4	0,5	0,6	0,8	0,9
Подшипники, шт.	2	2	2	2	2	2
Уплотнительные кольца, шт.	1	1	1	1	1	1
Сальниковая втулка, шт.	1	1	1	1	1	1
Рабочее колесо, шт.	1	1	1	1	1	1

Таблица 8.22. РАСХОД МАТЕРИАЛОВ НА КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ 1 НАСОСА (ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ ОДНОСТУПЕНЧАТЫЕ НАСОСЫ Д)

Материал	Подача насоса, м³/ч				
	500	800	1100	1450	1950
Сталь прокатная, т	19,6	26,1	32,2	37,3	43,5
Электроды, кг	3,8	5,1	6,3	7,2	8,4
Ацетилен, кг	3,3	4,6	5,7	6,4	7,5
Кислород, 1 баллон	1,3	1,8	2,2	2,5	2,9
Керосин, кг	4,6	6,1	7,5	8,7	10,1
Резина техническая, кг	0,8	1,1	1,3	1,5	1,8
Паронит, кг	5,2	6,9	8,6	9,9	11,5
Набивка сальниковая прографиченная, кг	0,8	1,1	1,3	1,5	1,8
Войлок технический мелкошерстный, кг	0,2	0,27	0,33	0,38	0,44
Ветошь обтирочная, кг	0,6	0,8	1	1,1	1,3
Шнур резиновый, кг	0,6	0,8	1	1,1	1,3
Смазка универсальная, кг	1	1,4	1,7	2	2,3
Краска масляная, кг	1	1,3	1,6	1,8	2,1
Подшипники, шт.	3	3	3	3	3
Уплотнительные кольца, шт.	2	2	2	2	2
Сальниковая втулка, шт.	2	2	2	2	2
Пробка, шт.	1	1	1	1	1
Метизы, кг	4,5	5	20,5	20,5	20,5
Рабочее колесо, шт.	1	1	1	1	1

Конструктивные изменения основного и вспомогательного оборудования и изменения принципиальных тепловых схем при выполнении ремонтов производят согласно утвержденному проекту. К выполнению ремонтных работ следует приступать только после получения оформленного наряда и при отсутствии в трубопроводах или в другом оборудовании, подлежащем ремонту, избыточного давления.

Участок тепловой сети или тепловой пункт, подлежащий ремонту, до начала ремонтных работ отключают с помощью запорной арматуры, а давление на ремонтируемом участке снижают до нуля по манометру. Не допускается произ-

водить ремонтные работы при избыточном давлении в сети и на тепловых пунктах. В случае неплотности запорной арматуры участок сети или тепловой пункт, подлежащий ремонту, отключают посредством заглушек. Задвижки и вентили перед отключением ремонтируемого участка плотно закрывают и запирают на замок с помощью цепи. На отключающих вентилях и задвижках вывешивают плакаты «Не включать — в ремонте», «Не открывать — работают люди!». При проведении ремонтных работ следует строго соблюдать правила техники безопасности. По окончании ремонта тепловые сети и тепловые пункты промывают и испытывают

Таблица 8.23. РАСХОД МАТЕРИАЛОВ НА КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ 1 НАСОСА (ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ ОДНОСТУПЕНЧАТЫЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ НАСОСЫ НДС)

Материал	Подача насоса, м³/ч					
	250	600	800	1260	1980	2700
Сталь прокатная, кг	11,7	21,8	26,1	35	43,9	48,4
Метизы, кг	4,3	8,6	8,6	14,5	20,9	20,9
Электроды, кг	2,3	4,2	5,1	6,8	8,5	9,4
Ацетилен, кг	2,1	3,9	4,6	6,2	7,7	8,5
Кислород, 1 баллон	0,8	1,5	1,8	2,4	3	3,3
Керосин, кг	2,7	5,1	6,1	8,2	10,2	11,3
Резина техническая, кг	0,5	0,9	1,1	1,4	1,8	2
Паронит, кг	3,1	5,8	6,9	9,3	11,6	12,8
Набивка сальниковая прографиченная, кг	0,5	0,9	1,1	1,4	1,8	2
Войлок технический мелкошерстный, кг	0,1	0,2	0,3	0,4	0,4	0,5
Ветошь обтирочная, кг	0,4	0,7	0,8	1,1	1,3	1,5
Шнур резиновый, кг	0,4	0,7	0,8	1,1	1,3	1,5
Смазка универсальная, кг	0,6	1,2	1,4	1,9	2,3	2,6
Краска масляная, кг	0,6	1,1	1,3	1,7	2,1	2,4
Подшипники, шт.	2	2	2	2	2	2
Уплотнительные кольца, шт.	2	2	2	2	2	2
Сальниковая втулка, шт.	2	2	2	2	2	2
Пробки, шт.	1	1	1	1	1	1
Рабочее колесо, шт.	1	1	1	1	1	1

Таблица 8.24. РАСХОД МАТЕРИАЛОВ НА КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ 1 НАСОСА (ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ ОДНОСТУПЕНЧАТЫЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ НАСОСЫ НДС)

Материал	Подача насоса, м³/ч				
	90	180	300	540	720
Сталь прокатная, кг	7,3	9,8	13,1	20,5	24,5
Метизы, кг	4,3	4,3	4,3	5,4	5,4
Электроды, кг	1,4	1,9	2,5	4	4,7
Ацетилен, кг	1,3	1,8	2,3	3,6	4,7
Кислород, 1 баллон	0,6	0,7	0,9	1,4	1,6
Керосин, кг	1,7	2,3	3	4,8	5,7
Резина техническая, кг	0,3	0,4	0,5	0,8	1
Паронит, кг	2	2,6	3,5	5,1	6,5
Набивка сальниковая прографиченная, кг	0,3	0,4	0,5	0,8	1
Войлок технический мелкошерстный, кг	0,07	0,1	0,13	0,21	0,25
Ветошь обтирочная, кг	0,2	0,3	0,4	0,6	0,7
Шнур резиновый, кг	0,2	0,3	0,4	0,6	0,7
Смазка универсальная, кг	0,4	0,5	0,7	1,1	1,3
Краска масляная, кг	0,4	0,5	0,6	1	1,2
Подшипники, шт.	2	2	2	2	2
Уплотнительные кольца, шт.	2	2	2	2	2
Сальниковая втулка, шт.	2	2	2	2	2
Пробки, шт.	1	1	1	1	1
Рабочее колесо, шт.	1	1	1	1	1

Таблица 8.25. ПРИМЕРНЫЕ СРОКИ ЛИКВИДАЦИИ ПОВРЕЖДЕНИЙ НА ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, ч

Этап работы	Диаметр трубы, мм				
	100—200	250—400	500—700	800—900	1000—1400
Отключение участка сети со спуском воды	1	2,5	3,5	5	6
Вызов представителей, подвоз механизмов	3	3	3,5	3,5	4
Вскрытие дефектного участка	2,5	5	6,5	9	14
Вырезка старой трубы, подгонка и сварка новой одним (двумя) сварщиком	1,5	3	5(3)	6(3)	10(5)
Наполнение и включение участка сети с восстановлением теплоснабжения	1	1,5	2,5	4,5	6
Всего:	9	15	21(19)	28(25)	40(35)

ОСА
С) Таблица 8.26. НОРМЫ МИНИМАЛЬНОГО АВАРИЙНОГО ЗАПАСА МАТЕРИАЛОВ

Материал	Количество на 1000 м уложенных труб и 100 шт. установленной арматуры соответствующего диаметра	Материал	Количество на 1000 м уложенных труб и 100 шт. установленной арматуры соответствующего диаметра
2700			
48,4		Болты с гайками М9 - М25 каждого размера, шт.	10
20,9		Заглушки стальные каждого размера, шт.:	
9,4		$d = 50 - 200$ мм	2
8,5		$d = 250 - 1200$ мм	1
3,3		Лен, кг	0,5
11,3		Сурик, кг	1,0
2		Графит, кг	1,0
12,8		Масло машинное, кг	2,0
2		Фонари аккумуляторные, компл.	3
0,5		Противогазы промышленные, компл.	2
1,5		Очки предохранительные, пары	2
1,5		Респираторы, шт.	2
2,6		Сапоги резиновые, пары	2
2,4		Костюмы ватные, компл.	2
2		Костюмы брезентовые, компл.	3
2		Костюмы прорезиненные, компл.	1
2		Рукавицы брезентовые, пары	4
1		Предохранительные пояса с веревкой, компл.	2
1		Газоанализаторы, компл.	1
ОСА 3)			
720		В. То же (соответствующего размера), на 1000 м² материальной характеристики уложенных сетей ($D_n \times L$)	
24,5		Набивка сальниковая асбестовая, кг	25
5,4		Резина термостойкая, кг	30
4,7		Паронит листовый, кг	10
4,7		Графит, кг	3
1,6		Лен, кг	1
5,7		Сталь, кг:	
1		листовая	25
6,5		полосовая	10
1		круглая	10
0,25		Сурик, кг	2
0,7		Тавог (голдоло), кг	5
0,7		Масло машинное (автол), кг	5
1,3		Керосин, л	2
1,2		Кислород, баллоны	1
2		Ацетилен, баллон	1
2		Карбид кальция, кг	100
2		Лесоматериал крепежный, м ³	1
1		Гвозди разные, кг	5
1			

ЕМНЫХ метичность. Кроме того, тепловые сети делают испытанием на расчетную температуру (см. гл. 7).

1000—1400
6
4
14
10 (5)
6
40 (35)

процессе ремонта оборудования производят приемку отдельных отремонтированных узлов при поузловой приемке работающие механизмы опробывают на ходу. Оборудование ремонта принимает комиссия, возглавляемая главным инженером. При приемке тепловых сетей и тепловых пунктов из капитально-текущего ремонта проверяют выполнение работ по ведомости объема работ, в которой

делают отметки о качестве выполнения. При приемке оборудования из капитального ремонта проверяют также работу оборудования под нагрузкой в течение 24 ч.

На выполненные и принятые ремонтные работы составляют приемочный акт, в котором отражают объем и характер произведенного ремонта по отдельным элементам оборудования. Качество капитального ремонта окончательно оценивают после работы оборудования под нагрузкой в течение месяца. Акты приемки со всей технической документацией по ремонту хранят в

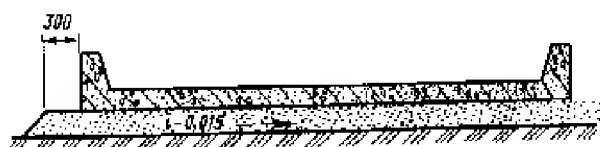


Рис. 8.1. Канальная прокладка

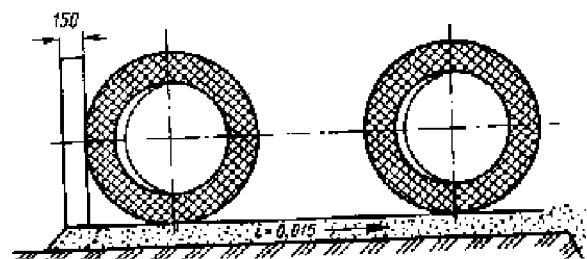


Рис. 8.2. Бесканальная прокладка

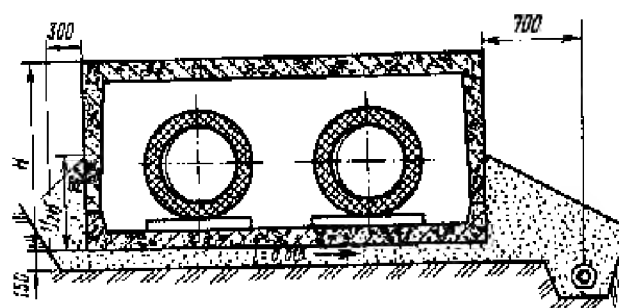


Рис. 8.3. Канальная прокладка

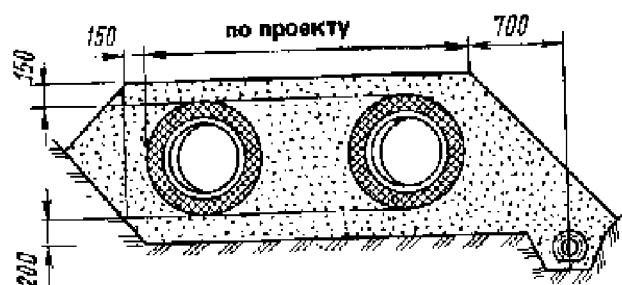


Рис. 8.4. Бесканальная прокладка

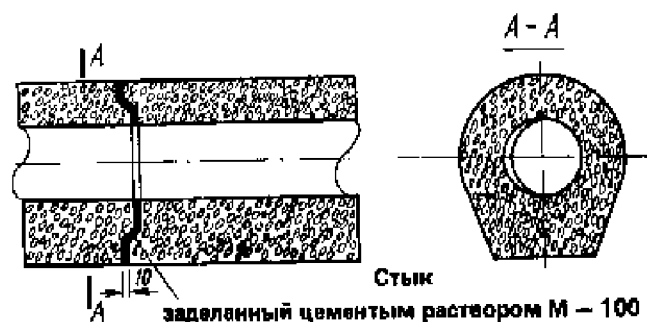


Рис. 8.5. Соединение керамзитостеклянных трубофильтров

эксплуатирующей организации вместе с паспортами соответствующего оборудования и теплопроводов.

Теплопроводы после ремонта включают по распоряжению дежурного диспетчера тепловой сети после закрытия наряда и получения им сообщения от производителя работ (мастера или бригадира) об окончании ремонтных работ. Этапы работ по ликвидации повреждений на тепловых сетях в аварийных ситуациях и их примерные сроки выполнения приведены в табл. 8.25

Расчет времени по этапам работы произведен из условия достаточного обеспечения ремонтных бригад спецмеханизмами. Нормы минимального аварийного запаса материалов для района теплосети и дежурного персонала района теплосети приведены в табл. 8.26.

8.9. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО КАЧЕСТВУ СТРОИТЕЛЬСТВА ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Земляные работы. Разработку траншей следует начинать с низшей точки трассы, что обеспечивает водоотвод из траншей поверхностных и грунтовых вод в существующий водосток. Основание под каналом (рис. 8.1) или трубопроводом с армопенобетонной изоляцией при бесканальной прокладке (рис. 8.2) должно быть выполнено из слоя песка толщиной 15—20 см или согласно проекту. Песчаное основание служит выравнивающим и дренирующим слоем.

Пазухи между стенками непроходных и полупроходных каналов типа НКЛ и МКЛ и стенами траншей (рис. 8.3) при обратной засыпке следует заполнять песком с коэффициентом фильтрации не менее 5 м/сут на половину высоты стенки канала в сухих грунтах и на 15 см выше перекрытия каналов в обводненных грунтах. Отсутствие засыпки пазух песком приводит к застоянию воды у стен канала, проникновению ее через неплотности строительных конструкций в канал, и, как следствие, к разрушению изоляции трубопровода и интенсивной коррозии металла труб.

Обратную засыпку трубопроводов с армопенобетонной изоляцией при бесканальной прокладке (рис. 8.4) необходимо выполнять песком с коэффициентом фильтрации не менее 5 м/сут на высоту слоя засыпки над трубой 15 см. Для

сохранения конструкций каналов при обратной засыпке траншей необходимо сначала засыпать пазухи между стенками канала и траншей с послойным уплотнением грунта, а в случае необходимости и с проливкой водой, затем выполнить засыпку механизированным способом.

Дренажные устройства. При прокладке керамзитостеклянных трубофильтров (рис. 8.5) швы между трубами заделывают цементным раствором М-100, при прокладке керамических труб (рис. 8.6) в месте их присоединения лоток набивают просмоленной паклей и заделывают цементным раствором М-100. Асбестоцементные трубы (рис. 8.7) соединяют при помощи надвижной муфты с набивкой лотка муфты просмоленной паклей и последующей заделкой цементным раствором М-100. Водопроемные отверстия в трубе следует пропиливать с 2-х сторон в шахматном порядке.

Дренажный трубопровод из керамзитостеклянных трубофильтров (рис. 8.8) следует укладывать на песчаное основание толщиной 10–15 см с последующей засыпкой песком. Дренажный трубопровод из керамических или асбестоцементных труб (рис. 8.9) должен быть уложен в слое щебня или гравия с размерами частиц согласно проекту и последующей обсыпкой песком. В дренажных колодцах (рис. 8.10) сооружают приямки (отстойники) глубиной не менее 15 см для осаждения ила.

Бетонные и железобетонные работы. Бетонную подготовку основания тепловой камеры выполняют заданной проектной толщины из монолитного бетона В-7,5 (рис. 8.11). Укладку бетонной смеси производят с использованием поверхностных вибраторов. Толщина каждого слоя, подлежащего вибрированию, не должна превышать 25 см.

Железобетонное основание канала или тепловой камеры (рис. 8.12) должно быть выполнено из бетона В-15 и заданной проектной толщины. Арматурная сетка должна быть очищена от грязи, ржавчины и уложена на подготовленное основание, используя металлические подкладки толщиной 20 мм. При производстве работ высота свободного сбрасывания бетонной смеси на уложенную арматурную сетку не должна превышать 2 м. Бетонную смесь уплотняют поверхностным вибратором до появления на поверхности бетона цементного молока. Толщина слоя вибрирования бетонной смеси в основании одиночной арматурой, не должна превышать

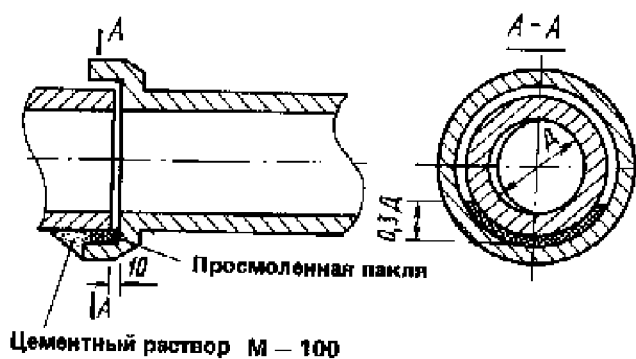


Рис. 8.6. Соединение керамических труб

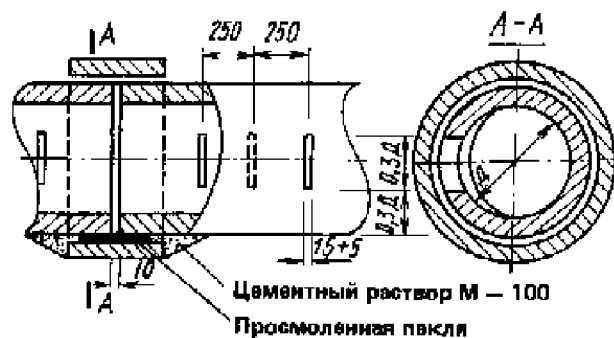


Рис. 8.7. Соединение асбестоцементных труб

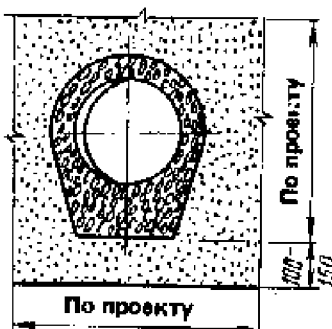


Рис. 8.8. Обсыпка керамзитостеклянных трубофильтров

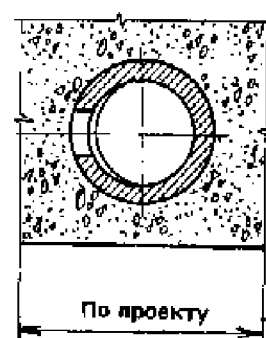


Рис. 8.9. Обсыпка асбестоцементных трубофильтров

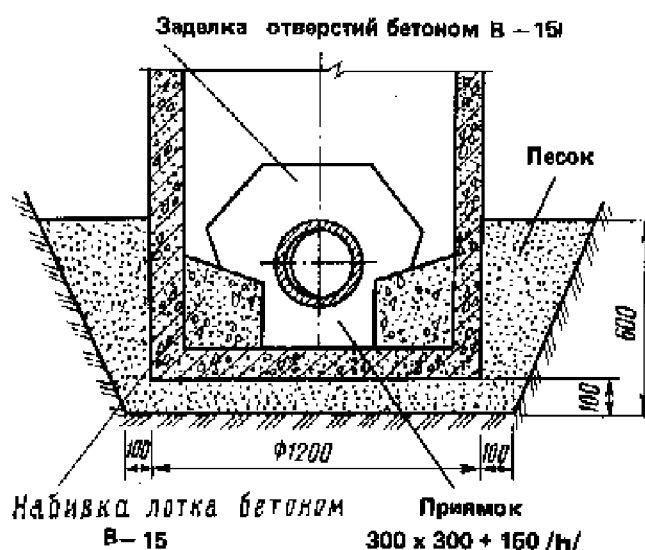


Рис. 8.10. Отстойник дренажного колодца



Рис. 8.11. Бетонное основание камеры

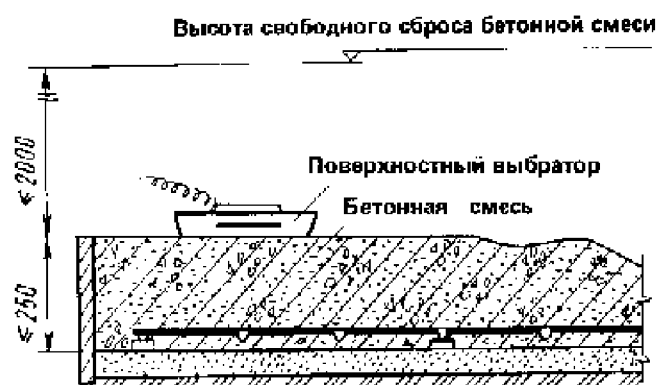


Рис. 8.12. Железобетонное основание канала

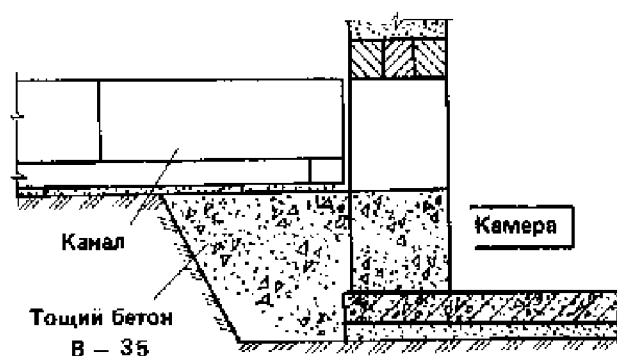


Рис. 8.13. Заполнение пазух канала

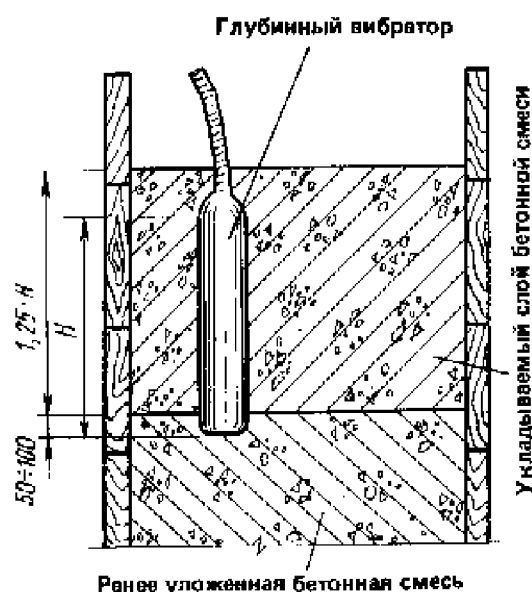


Рис. 8.14. Бетонирование неподвижных опор

25 см, с двойной арматурой — 12 см. Уклон бетонной поверхности в тепловой камере должен быть выдержан в сторону приямка.

В местах сопряжений канала с камерой (рис. 8.13) пазухи между стенками траншеи и камерой должны быть заполнены тощим бетоном В-3,5 с тщательным его уплотнением. Замена тощего бетона грунтом или плохое уплотнение бетона могут привести к неравномерной осадке канала и перекосу его конструкции.

Бетонирование неподвижных опор (рис. 8.14) выполняют равномерными слоями с соблюдением принципа непрерывности. Уплотнение бетонной смеси следует вести, как правило, при помощи глубинных вибраторов. Наибольшая толщина укладываемого слоя не должна превышать 1,25 длины рабочей части вибратора. При бетонировании неподвижных опор (рис. 8.15) закладные детали гильзы, предназначенные для пропуска технологических трубопроводов, случайных поверхностных или грунтовых вод, для вентиляции в канале, должны быть закреплены надежно и на проектных отметках. Нижняя часть гильзы для пропуска вод должна иметь диаметр не менее 150 мм и быть заглубленной на 2—3 см ниже дна канала. Неправильная установка закладных деталей приводит к скопению поверхностных или грунтовых вод в канале, и, как следствие, к разрушению тепловой изоляции, интенсивной коррозии трубопроводов и металлоконструкций неподвижных опор.

Укладываемая бетонная смесь (рис. 8.16) в начальный период твердения должна быть обеспечена температурно-влажностным режимом, способствующим нарастанию прочности бетона. Бетон следует предохранять от воздействия ветра и прямых солнечных лучей, поверхность бетона должна быть постоянно увлажненной.

Днище сборного железобетонного непроходного канала (рис. 8.17) укладывают на выровненное песчаное основание. Места сопряжения лотковых днищ заделывают цементным раствором. Опорные подушки (рис. 8.18) устанавливают на слой цементного раствора М-100. Скользящая опора (8.19) должна быть смещена относительно закладной детали опорной подушки в сторону неподвижной опоры на величину, указанную в проекте.

При монтаже лоткового канала (рис. 8.20) вертикальные швы верхнего и нижнего лотков должны быть смещены на величину не менее 60 см. Швы между железобетонными элементами

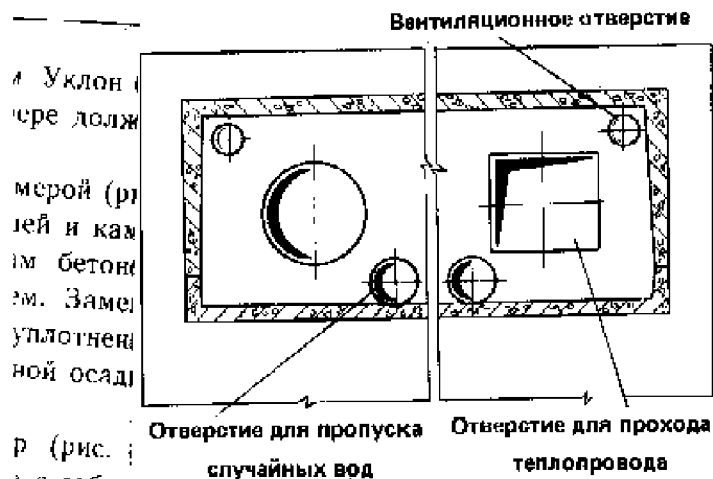


Рис. 8.15. Закладные детали неподвижной опоры

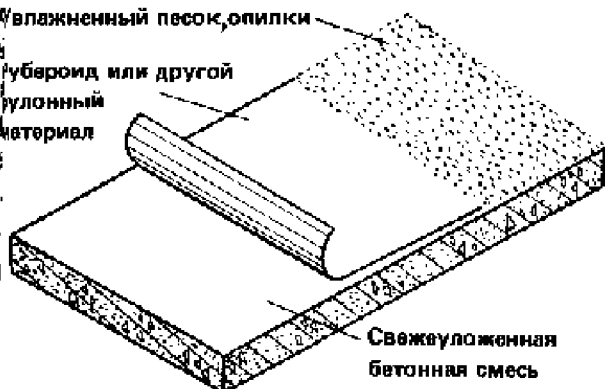


Рис. 8.16. Уход за бетонной смесью

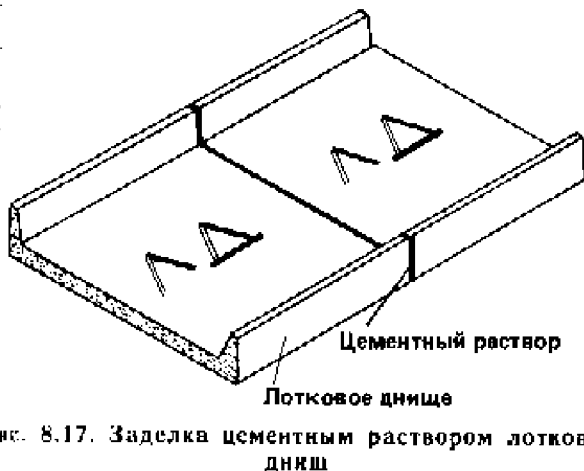


Рис. 8.17. Заделка цементным раствором лотковых днш

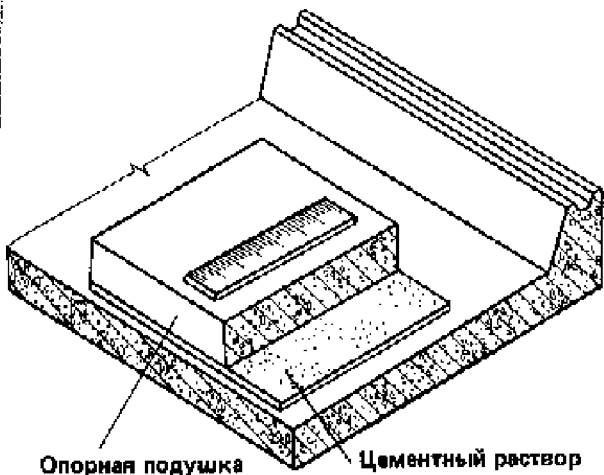
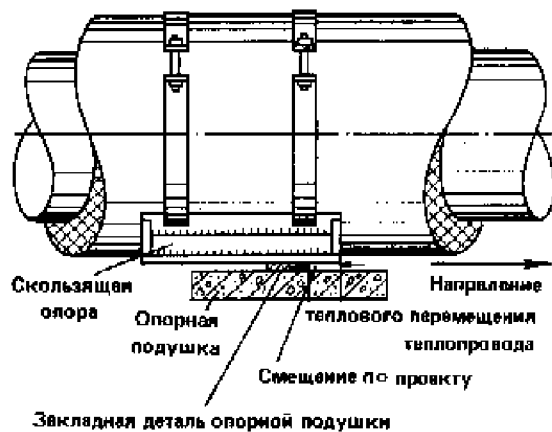


Рис. 8.18. Установка опорной подушки



Закладная деталь опорной подушки

Рис. 8.19. Установка скользящей опоры

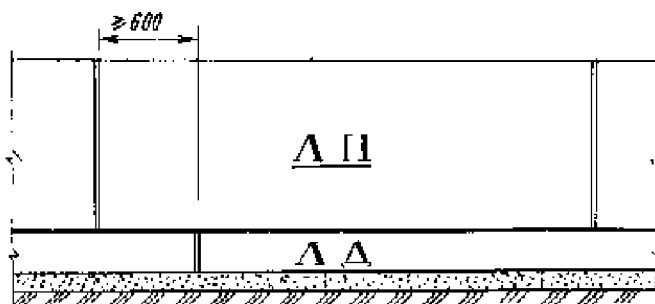


Рис. 8.20. Смещение вертикальных швов лотковых элементов

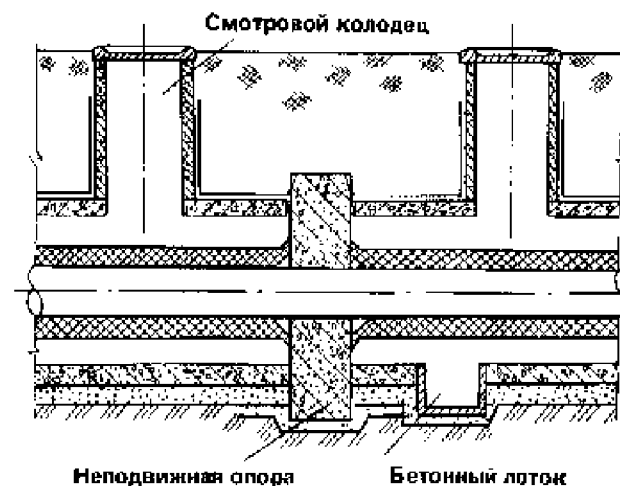


Рис. 8.21. Установка смотровых колодцев у неподвижной опоры

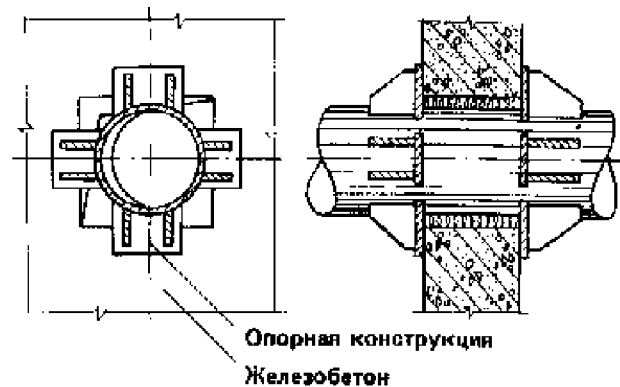


Рис. 8.22. Неподвижная опора

ми канала заполняют цементным раствором с последующей затиркой. На перекрытии проходного и полупроходного канала (при диаметрах труб более 700 мм) по обе стороны от неподвижной опоры следует устанавливать смотровые колодцы (рис. 8.21). В местах их установки перекрытие канала необходимо выполнять из лотковых элементов марки ЛПО. Пробивка отверстий в перекрытии не допускается. С нагорной стороны неподвижной опоры (рис. 8.22) необходимо предусматривать водовыпуск из канала.

Монтажно-сварочные работы. Монтаж труб с антикоррозионной или армопенобетонной изоляцией следует вести с помощью подготовленной оснастки (специальных строп, монтажных полотенец и др.) исключающих разрушение изоляции труб.

Сварка стыков труб с поврежденными копцами (наличие вмятин, эллипсности и пр.) не допускается. Контроль качества сварного шва осуществляется внешним осмотром и лабораторным способом. При визуальном осмотре необходимо следить, чтобы сварной шов не имел видимых трещин, пор, шлаковых включений, незаваренных кратеров. Обязательно должны быть выдержаны геометрические размеры шва. Поверхность заливаемого металла по всему периметру, стыка должна быть слегка выпуклой с плавным переходом к поверхности основного металла без подрезов.

Тепловая, антикоррозионная гидроизоляция. Трубопровод перед началом антикоррозионной изоляции должен быть очищен от грязи, ржавчины и загрунтован (праймер: одна часть бензина и три части битума марки IV по объему) (рис. 8.23).

На трубопровод поверх грунтовки следует наносить антикоррозионное покрытие из двух слоев термостойкого изола на битумной мастике (рис. 8.24). Покрытие должно быть водонепроницаемым, плотно прилегать к трубам, быть изолятором от электрических токов, прочным, способным сопротивляться механическим воздействиям (при засыпке траншей и при линейных температурных деформациях трубопровода) и в то же время быть эластичным, способным не давать трещин и не размягчаться до стекания при колебаниях температуры.

Минераловатные изделия, различного рода скорлупы или сегменты должны быть надежно закреплены на трубопроводе при помощи про-

волочных скруток, бандажей, металлической сетки (рис. 8.25). На трубопроводах большого диаметра, не имеющих заводской армопенобетонной изоляции (рис. 8.26), в качестве защитного покрытия на металлическую сетку наносит слой асбестоцементного раствора толщиной 15 мм (штукатурка). Особое внимание необходимо обращать на тщательность штукатурки, на заполнение раствором всех труднодоступных мест, на защиту металлической сетки от коррозии.

Тепловую изоляцию стыков и углов поворота на трубопроводах с армопенобетонной изоляцией в соответствии со СНиП и типовыми альбомами выполняют из газобетона, различного рода минераловатных изделий, фенольно-резольного пенопласта марки ФРП-1 (в проходных и полупроходных каналах), из газобетона и армопенобетона (при всех видах прокладок — канальной и бесканальной). При бесканальной прокладке в качестве тепловой изоляции стыков следует применять скорлупки из газобетона или армопенобетона (рис. 8.27). Применение минераловатных изделий и скорлуп из пенопласта недопустимо.

Оклеечную гидроизоляцию (рис. 8.28) по верх тепловой изоляции стыков при канальной и бесканальной прокладках труб с армопенобетонной изоляцией следует выполнять из трех слоев изола на битумной мастике. Последний слой изоляции представляет собой асбоцементную штукатурку толщиной 15 мм по металлической сетке. В месте прохождения через футляр, установленный в неподвижной опоре, трубопровод должен быть покрыт тремя слоями изола на битумной мастике с последующей набивкой просмоленным жгутом толщиной 40 мм (рис. 8.29).

Поверхность опорного фланца, обращенную к железобетонной конструкции, следует оклеить двумя слоями изола на битумной мастике. Металлоконструкции неподвижной опоры должны быть окрашены лаком АЛ-177 в 2 приема. Место примыкания трубопровода с армопенобетонной изоляцией к неподвижной опоре (рис. 8.30) должно быть изолировано монолитным газобетоном или пенопластом с устройством трехслойной оклеечной гидроизоляции и асбоцементной штукатурки по сетке.

Перед устройством гидроизоляции канала необходимо выполнить следующие подготовительные работы: а) изолируемую поверхность

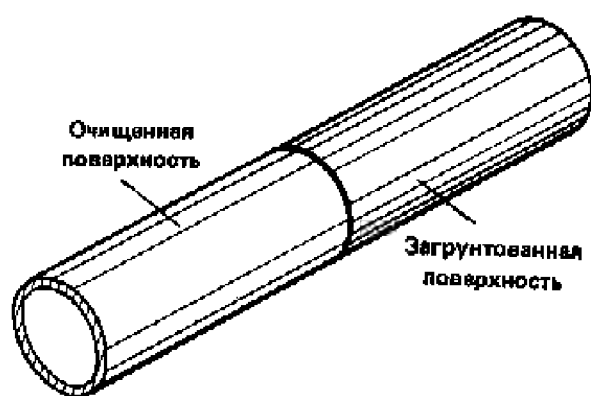


Рис. 8.23. Грунтовка трубопровода

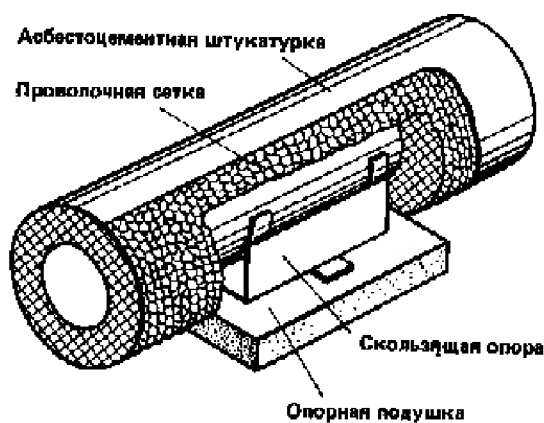


Рис. 8.26. Асбестовая штукатурка

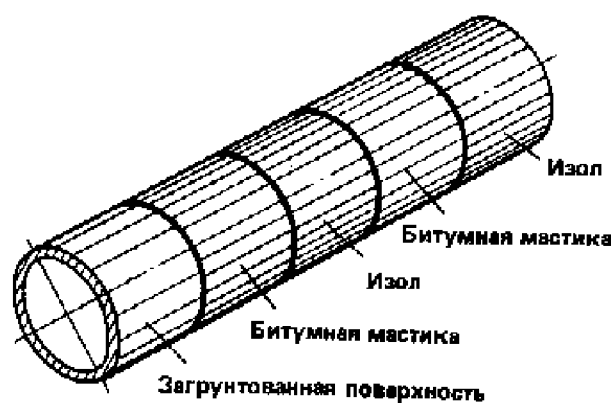


Рис. 8.24. Покрытие битумной мастикой и изолом

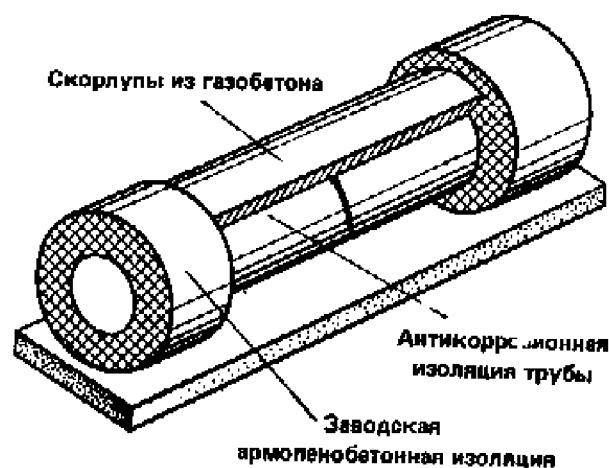


Рис. 8.27. Теплоизоляция газобетоном или армопенобетоном

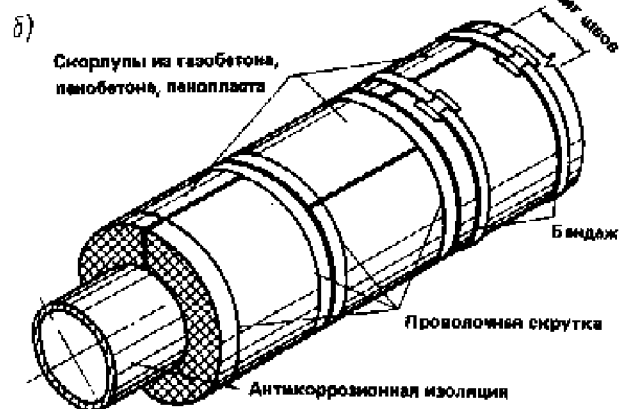
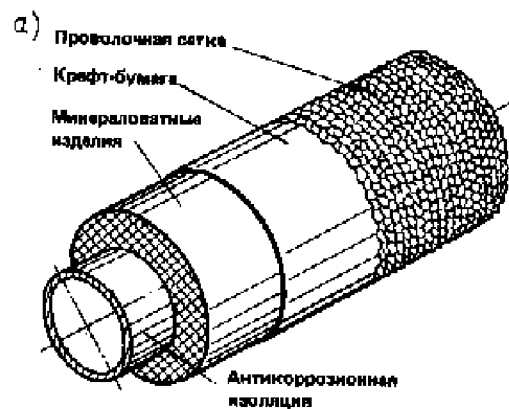


Рис. 8.25. Тепловая изоляция

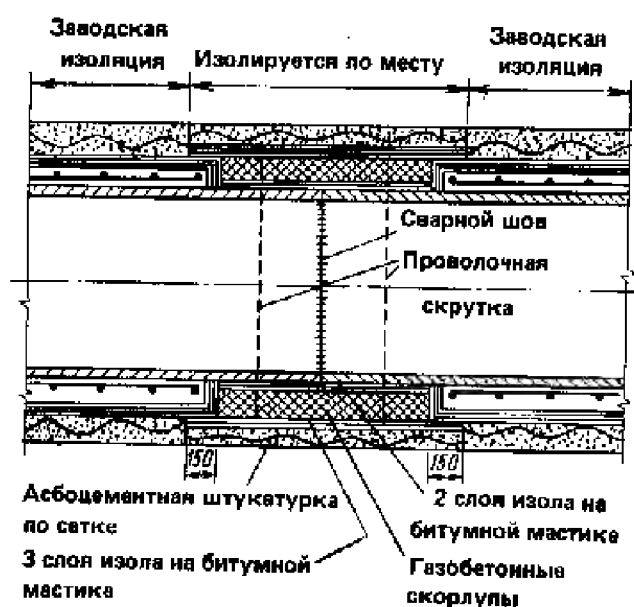


Рис. 8.28. Оклеиваемая изоляция газобетонных скорлуп

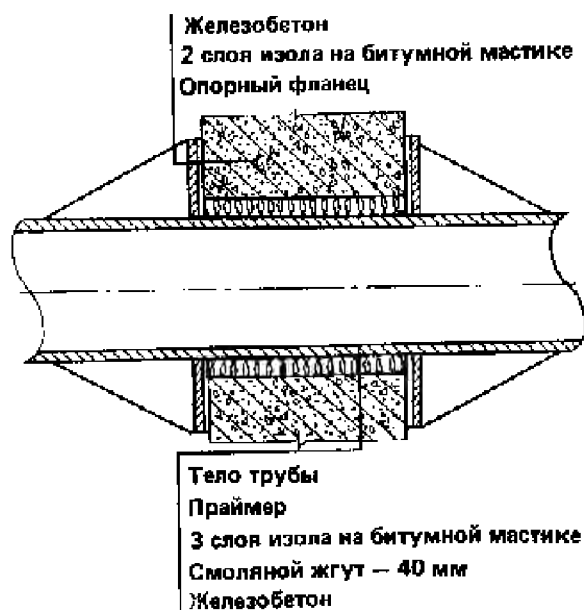


Рис. 8.29. Изоляция трубопровода в футляре неподвижной опоры



Рис. 8.30. Изоляция на стыке трубопровода и неподвижной опоры

очистить от пыли, мусора, грунта; б) швы между железобетонными элементами заделать цементным раствором; в) устранить трещины, раковины, сколы в железобетонных конструкциях; г) оштукатурить наружную поверхность кирпичной кладки; д) при изоляции механизированным способом подготовить достаточный фронт работ и подъездные пути. Перед выполнением гидроизоляции канала необходимо на чистую и подготовленную поверхность нанести грунтовку в виде праймера.

При низком уровне грунтовых вод гидроизоляцию непроходных и полупроходных каналов следует выполнять обмазкой стен горячим битумом за 2 приема и оклейкой перекрытия канала двумя слоями изола на битуме (рис.



Рис. 8.31. Гидроизоляция поверхностей стен и перекрытия канала

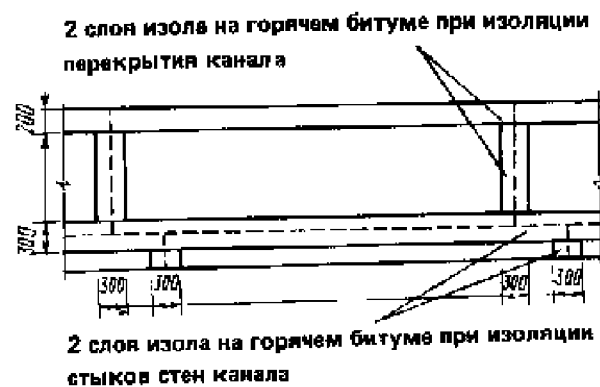


Рис. 8.32. Гидроизоляция канала при высоком уровне грунтовых вод

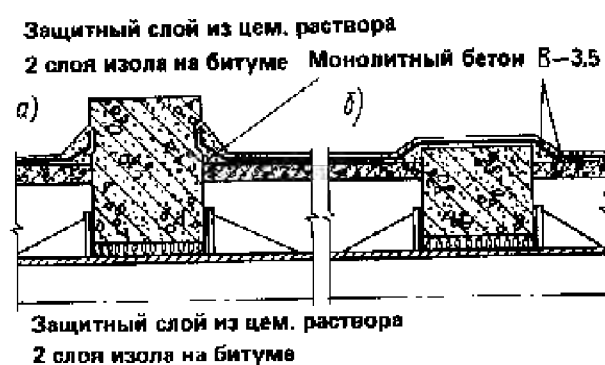


Рис. 8.33. Гидроизоляция перекрытия канала у неподвижной опоры

8.31). При высоком уровне грунтовых вод (рис. 8.32) необходимо выполнить обмазку стен канала горячим битумом за 2 приема и оклейку перекрытия и швы стен канала двумя слоями изола на битуме. Гидроизоляцию перекрытия непроходного канала в месте устройства неподвижной опоры следует выполнять двухслойной оклейкой изола на битуме по выровненной цементным раствором поверхности (рис. 8.33).

ГЛАВА 9. ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

9.1. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАБОТЫ И МЕРЫ ПО ЭКОНОМИИ ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Экономное и рациональное расходование топливно-энергетических ресурсов является одной из важнейших народнохозяйственных задач. Расходы топлива на теплоснабжение городов и населенных мест занимают значительное место в общем топливном балансе страны. Велики и затраты электроэнергии в системах централизованного теплоснабжения, которые в основном связаны с транспортированием теплоносителя по тепловым сетям. Все это вызывает необходимость обеспечения работы систем теплоснабжения с высокими технико-экономическими показателями. Значительная роль в этом вопросе принадлежит организациям, эксплуатирующим тепловые сети.

Основными направлениями работ и мерами по экономии тепловой и электрической энергии в системах теплоснабжения являются: а) разработка и применение при планировании и в производстве технически и экономически обоснованных прогрессивных норм расхода тепловой и электрической энергии для осуществления режима экономии и наиболее эффективного их использования; б) организация действенного учета отпуска и потребления теплоты; в) оптимизация эксплуатационных режимов тепловых сетей с разработкой и внедрением наладочных мероприятий; г) разработка и внедрение организационно-технических мероприятий по ликвидации непроизводительных тепловых потерь и утечек в сетях.

Для планирования потребления этих ресурсов и оценки эффективности их использования служат нормы расхода тепловой и электрической энергии в тепловых сетях. Выполнение установленных норм расхода является обязательным условием при материальном стимулировании за экономию топливно-энергетических ресурсов. Нормы должны способствовать максимальной мобилизации внутренних резервов экономии тепловой и электрической энергии, выполнению пла-

новых заданий и достижению высоких технико-экономических показателей теплоснабжения.

Работа теплоэнергетических предприятий по экономии топлива, устранению непроизводительных потерь тепловой энергии и повышению эффективности теплоснабжения базируется на правильно организованном учете отпуска и потребления теплоты. Учет тепловой энергии способствует рациональному ее использованию, а также выявлению и ликвидации факторов расточительного расходования теплоты.

Теплоэнергетические предприятия должны постоянно анализировать данные учета путем сопоставления количества теплоты, фактически отпущенной котельной, с расчетным теплопотреблением подключенных к тепловой сети потребителей. На основе такого анализа необходимо разрабатывать и осуществлять мероприятия, направленные на снижение тепловых потерь в сетях, экономию расхода теплоты в системах теплопотребления зданий и электроэнергии, затрачиваемой на перекачку сетевой воды. Учет отпуска теплоты обеспечивает контроль за удельным расходом топлива на выработку тепловой энергии. Основным путем обеспечения эффективной работы систем теплопотребления зданий (отопления, вентиляции и горячего водоснабжения) и высоких технико-экономических показателей системы централизованного теплоснабжения в целом является оптимизация эксплуатационных режимов тепловых сетей на базе разработки и внедрения наладочных мероприятий.

Режимы работы тепловой сети подразделяют на тепловой и гидравлический. Тепловой режим сети определяет метод регулирования отпуска теплоты и задает соответствующий график температур в тепловой сети и системах теплопотребления. На основе температурных графиков определяют потребности расходы теплоносителя в системах теплопотребления зданий и в сетях. Гидравлический режим определяет требуемые давления в тепловых сетях и условия по созданию расчетной циркуляции теплоносителя и его правильному распределению по всем подключенным к сетям системам теплопотребления.

На основе разработанного гидравлического

режима задают параметры работы сетевых, подкачивающих и подпиточных насосов, автоматических регуляторов, рассчитывают дроссельные и смесительные устройства, устанавливаемые на тепловых пунктах и в системах теплоснабжения. Следует подчеркнуть принципиальное отличие режимов, разрабатываемых на стадии проектирования систем теплоснабжения, и эксплуатационных режимов. Проектные тепловые и гидравлические режимы разрабатывают, как правило, при проектировании магистральных тепловых сетей, с их помощью определяют условия для дальнейшего проектирования распределительных сетей и выбирают схемы присоединения систем теплоснабжения зданий к сетям.

Система централизованного теплоснабжения с момента ввода в эксплуатацию постоянно развивается за счет подключения к ней новых потребителей и строительства новых участков тепловых сетей. В связи с этим на каждый конкретный отопительный сезон следует рассчитывать или корректировать эксплуатационные режимы, учитывающие фактическое состояние системы теплоснабжения. Оптимизация эксплуатационных режимов должна предусматривать наиболее полное использование характеристик фактически установленного оборудования, рационализацию схем тепловых пунктов, использование возможности совместной работы тепловых сетей от нескольких источников теплоты, закрытие мелких неэкономичных котельных, увеличение пропускной способности сетей по теплоте за счет применения рациональных графиков регулирования отпуска теплоты и т.п.

Основные методические указания по расчету тепловых и гидравлических режимов и разработке наладочных мероприятий приведены в гл. 4. Ниже рассмотрены отдельные вопросы, связанные с повышением экономичности теплоснабжения.

9.2. НОРМИРОВАНИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ

Важнейшей задачей эксплуатации тепловых сетей является обеспечение транспортирования теплоносителя при высоких технико-экономических показателях. Эти показатели определяются расходом электроэнергии на перекачку сетевой воды, величинами тепловых потерь и утечек

в сетях. Для каждой отдельной тепловой сети разрабатывают нормативные показатели, устанавливающие затраты электрической и тепловой энергии на транспортирование теплоносителя. Нормы расхода тепловой и электрической энергии систематически пересматривают с учетом планируемого развития и технического прогресса производства, достигнутых наиболее экономичных показателей использования теплоэнергетических ресурсов.

Тепловые потери являются важным показателем, характеризующим техническое состояние тепловых сетей, и в значительной степени влияют на эффективность работы системы теплоснабжения в целом. Тепловые потери в тепловых сетях зависят от протяженности и диаметров трубопроводов, вида прокладок сетей, типа и состояния тепловой изоляции трубопроводов, температурного режима работы сетей, метеорологических условий.

Нормирование эксплуатационных тепловых потерь через изоляцию трубопроводов. Эксплуатационные нормы тепловых потерь водяных тепловых сетей разрабатывают опытным методом на основе проведения специальных тепловых испытаний, что позволяет учитывать конкретные условия прокладки испытуемых трубопроводов и состояние их изоляции. При испытаниях определяют фактические тепловые потери испытуемых участков сети и сравнивают их с нормативными потерями, которые рассчитывают исходя из удельных тепловых потерь, приведенных в «Нормах проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования электростанций и тепловых сетей». Удельные тепловые потери приведены в табл. 7.6 и 7.7, а методика тепловых испытаний изложена в гл. 7.

Нормирование эксплуатационных тепловых потерь производят в зависимости от величины коэффициента K (соотношения фактических и нормативных тепловых потерь), полученного по результатам тепловых испытаний. В тех случаях, когда фактические тепловые потери, определенные отдельно по каждому испытанному участку и пересчитанные на среднегодовые температуры воды и окружающей среды, не превышают или незначительно превышают соответствующие значения нормативных тепловых потерь для этих участков ($K \leq 1,1$), за основу нормирования эксплуатационных тепловых потерь сетей принимают фактические тепловые потери.

Таблица 9.1. УДЕЛЬНЫЙ ОБЪЕМ ВОДЫ В ТРУБОПРОВОДАХ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ДИАМЕТРА ТРУБ

Диаметр трубы D_y , мм	Удельный объем воды, $\text{м}^3/\text{км}$	Диаметр трубы D_y , мм	Удельный объем воды, $\text{м}^3/\text{км}$
025	0,6	400	135
40	1,3	450	170
50	1,4	500	210
100	8	600	300
125	12	700	390
150	18	800	508
200	34	900	640
250	53	1000	785
300	75	1100	947
350	101	1200	1120

Полученные таким путем нормируемые значения эксплуатационных тепловых потерь сетей утверждают как действующие на срок до проведения следующих тепловых испытаний сети, но не более чем на 5 лет. В тех случаях когда фактические тепловые потери по отдельным испытанным участкам существенно превышают нормативные ($K > 1,1$), они могут быть положены в основу нормирования эксплуатационных тепловых потерь сетей лишь на срок выполнения программы работ по доведению этих потерь до нормативных, но не более чем на 3 года.

Нормируемые значения среднегодовых эксплуатационных тепловых потерь через изоляцию трубопроводов тепловой сети определяют отдельно для подземной и наземной прокладок (а для последней — отдельно по общим линиям сети) по формулам (7.10) — (7.12). Нормируемые значения месячных тепловых потерь через изоляцию трубопроводов тепловой сети определяют по формуле (7.13). Подробная

методика нормирования эксплуатационных тепловых потерь через изоляцию трубопроводов приведена в гл. 7.

Утечка воды. Расход подпиточной воды, идущей на восполнение непроизводительных утечек в тепловых сетях и подключенных к ним системах теплоснабжения, существенно влияет на технико-экономические показатели и в значительной степени характеризует уровень эксплуатации. Поэтому правильный учет и нормирование утечек имеют большое значение. В соответствии с «Правилами технической эксплуатации» среднегодовая утечка из водяных сетей не должна превышать в 1 ч 0,25 % объема воды в тепловой сети и присоединенных к ней системах теплоснабжения. Сезонная норма утечки теплоносителя устанавливается в пределах среднегодовой величины.

Объем воды (в м^3) в трубопроводах тепловой сети определяют в соответствии с данными табл. 9.1 по формуле

$$V_{\text{сети}} = \sum l V_{\text{уд}},$$

где l — длина трубопроводов, км; $V_{\text{уд}}$ — удельный объем воды, принимаемый по данным табл. 9.1, $\text{м}^3/\text{км}$.

Объем воды в системах теплоснабжения (м^3) определяют в соответствии с данными табл. 9.2 по формуле

$$V_{\text{сист}} = \sum Q_p V_{\text{уд}},$$

где Q_p — расчетная тепловая нагрузка системы теплоснабжения, Гкал/ч; $V_{\text{уд}}$ — удельный объем воды, принимаемый в зависимости от характеристики системы и расчетного графика температур по данным табл. 9.2, $\text{м}^3 \cdot \text{ч}/\text{Гкал}$.

Нормирование эксплуатационных тепловых потерь с утечкой воды. Нормируемые значения месячных тепловых потерь с утечкой воды из тепловой сети определяют по формуле

$$Q_{\text{ут}}^{\text{мес}} = \alpha c V_p \left(\frac{t_{\text{п.н}}^{\text{ср.м}} + t_{\text{о.н}}^{\text{ср.м}}}{2} - t_{\text{п.н}}^{\text{ср.м}} \right) \cdot 10^{-6},$$

Таблица 9.2. УДЕЛЬНЫЙ ОБЪЕМ ВОДЫ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОПОТРЕБЛЕНИЯ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ПЕРЕПАДАХ ТЕМПЕРАТУР В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТИПА ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИХ СИСТЕМ, $\text{м}^3 \cdot \text{ч}/\text{Гкал}$

Тип теплопотребляющей системы	Перепад температур воды в системе теплоснабжения, °C				
	95—70	110—70	130—70	140—70	150—70
С радиаторами высотой, мм:					
500	19,5	17,6	15,1	14,6	13,3
1000	31	28,2	24,2	23,2	21,6
С ребристыми трубами	14,2	12,5	10,8	10,4	9,2
С конвекторами плинтусными и панельной системой	5,6	5	4,3	4,1	3,7
С регистрами из гладких труб	37	32	27	26	24
Отопительно-вентиляционная система, оборудованная калориферами	8,5	7,5	6,5	6	5,5

где $Q_{ут}^{норм}$ — нормируемое значение месячных тепловых потерь с утечкой воды из тепловой сети, Гкал; a — нормативное значение утечки из тепловой сети и местных систем; принимается $0,0025 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{м}^3)$; c — удельная теплоемкость воды: $c=1 \text{ ккал}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$; V — объем указанной части тепловой сети, м^3 ; ρ — плотность воды при температуре $(t_{вв}^{ср} + t_{воб}^{ср})/2$, $\text{кг}/\text{м}^3$; $t_{вв}^{ср}$ и $t_{воб}^{ср}$ — ожидаемые средние месячные температуры воды в подающей и обратной линиях тепловой сети, определенные по эксплуатационному температурному графику при среднемесячной температуре наружного воздуха, $^\circ\text{C}$; $t_{в}^{ср}$ — среднемесячная температура воды, поступающей на источник теплоты для подпитки тепловой сети; может быть принята 5°C в зимний период и 15°C в летний период; n — продолжительность работы сети в данном месяце, ч.

Нормируемые значения годовых тепловых потерь с утечкой воды из тепловой сети находят суммированием нормируемых значений месячных тепловых потерь. При необходимости нормируемые годовые тепловые потери с утечкой могут быть определены как доля нормируемого годового отпуска тепловой энергии.

Расход электроэнергии на перекачку. Расход электроэнергии сетевыми, подкачивающими и подпиточными насосами составляет значительную величину и служит одним из основных показателей, определяющим качество и экономичность работы системы централизованного теплоснабжения. При нормировании расхода электроэнергии основной задачей является правильное определение потребной электрической нагрузки насосов исходя из параметров их работы при заданном гидравлическом режиме тепловых сетей.

Потребную мощность (кВт) на валу электродвигателя насоса вычисляют по формуле

$$N_{нпр} = \frac{GH\gamma}{3600 \cdot 102 \cdot \eta_n \eta},$$

где G — расход воды через насос, $\text{м}^3/\text{ч}$; H — напор, развиваемый насосом, м; γ — объемная масса перекачиваемой воды, $\text{кг}/\text{м}^3$; η_n — коэффициент полезного действия передачи, может быть принят 0,98; η — коэффициент полезного действия насоса, определяемый по характеристике соответствующего насоса.

Потребный напор сетевых насосов в общем случае при отсутствии на сети подкачивающих насосных станций определяется гидравлическим режимом тепловой сети и складывается из следующих составляющих (м):

$$H_{нас} = H_{источн} + H_{сети} + H_{аб}.$$

где $H_{источн}$ — потери напора в теплоприготовительной установке источника теплоты, м; $H_{сети}$ — потери напора в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети от источника теплоты до наиболее невыгодно расположенного абонента, м; $H_{аб}$ — задан-

ный располагаемый напор на тепловом пункте наиболее невыгодно расположенного абонента, м.

При нормировании расхода электроэнергии потребные напоры сетевых, подкачивающих и подпиточных насосов принимают по данным пьезометрического графика тепловой сети, а расходы воды через насосы — по величинам, заложенным в гидравлический режим тепловой сети. Расход электроэнергии на перекачку теплоносителя следует определять отдельно для отопительного сезона и летнего периода, когда тепловые сети работают на бытовую нагрузку горячего водоснабжения.

Суммарный плановый годовой расход электроэнергии (кВт·ч) в тепловых сетях определяют по формуле:

$$\Sigma = N_1 n_1 + N_2 n_2 + \dots + N_i n_i,$$

где $N_1, N_2, \dots, N_i$ — потребная мощность насосов различного назначения, кВт; $n_1, n_2, \dots, n_i$ — продолжительность работы насосного оборудования, ч.

Себестоимость транспортирования теплоты складывается из следующих составляющих: а) отчислений на амортизацию основных средств (теплопроводы, подстанции, теплоподготовительные установки и пр.); б) расходов по обслуживанию и текущему ремонту тепловых сетей и установок; в) стоимости тепловых потерь; г) стоимости перекачки теплоносителя; д) стоимости восполнения утечек теплоносителя.

9.3. УЧЕТ ОТПУСКА И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОТЫ

Коммерческий учет отпуска и потребления теплоты должен основываться на использовании теплосчетчиков или регистрирующих измерительных приборов. Осуществлять коммерческий учет отпуска и потребления тепловой энергии на основании периодических записей показаний приборов не допускается.

Учет отпуска тепловой энергии от источников теплоты и тепловых сетей потребителям организуется с целью:

а) осуществления хозрасчетных (финансовых) отношений между энергоснабжающими организациями и потребителями тепловой энергии;

б) контроля за тепловым и гидравлическим режимом работы системы теплоснабжения;

в) контроля за рациональным использованием тепловой энергии;

г) контроля потерь тепловой энергии через изоляцию трубопроводов и с утечкой теплоносителя;

д) организации системы материального поощрения работников предприятий за рациональное использование и экономию тепловой энергии;

е) определения повышенной платы за нарушение лимитов и режимов теплоснабжения;

ж) планирования учета и анализа энергетической составляющей себестоимости различных видов продукции.

В энергоснабжающих организациях и у потребителей должен быть организован постоянный анализ материалов учета отпуска и потребления тепловой энергии с целью разработки и осуществления мероприятий, направленных на снижение потерь тепловой энергии и утечки теплоносителя, на экономию топлива и тепловой энергии.

Учет отпуска тепловой энергии. Фактическое значение суточного отпуска теплоты определяется на основании показаний приборов. Данные ведомости учета суточного отпуска тепловой энергии являются основанием для расчета месячного отпуска тепловой энергии. При наличии отходящей от источника теплоты магистрали, находящейся на балансе отдельного потребителя, учет отпуска тепловой энергии по ней производится по приборам учета, установленным на источнике теплоты. На тепловом пункте этого потребителя устанавливаются приборы для контроля параметров теплоносителя. Два раза в год производится эксплуатационная проверка контрольно-измерительных приборов и схем их включения, а также точности учета отпуска тепловой энергии с целью своевременного обнаружения неисправности приборов учета.

Установка, замена, проверка приборов учета отпуска тепловой энергии и датчиков к ним (сужающих устройств, термометров сопротивления и т.д.) на источнике теплоты производится его персоналом. Установку приборов учета и отбор параметров следует выполнять в соответствии с «Правилами измерения расхода жидкостей, газов и паров стандартными диффрагмами и соплами». РД50-213-80 (Издательство стандартов, 1980). Каждая водяная магистраль, отходящая от источника теплоты, независимо от диаметра трубопроводов, протяженности и значения подключенной нагрузки, должна быть оборудована: расходомерами на подающем

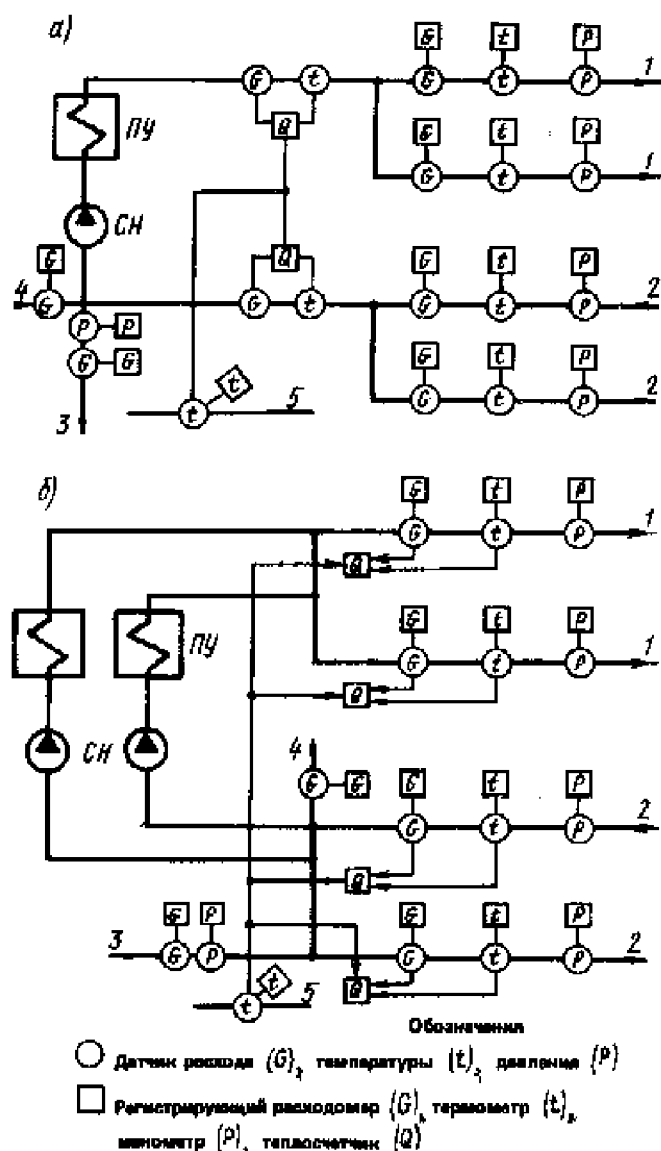
и обратном трубопроводах для измерения и регистрации расходов сетевой воды в обоих трубопроводах; средствами измерения и регистрации температуры сетевой воды на подающем и обратном трубопроводах; манометрами на подающем и обратном трубопроводах для измерения и регистрации давления в обоих трубопроводах.

На источнике теплоты должны быть установлены приборы для измерения и регистрации температуры воды в источнике холодного водоснабжения. Приборы учета, установленные на обратном трубопроводе магистралей, должны находиться до места присоединения подпитки (по ходу воды в обратном трубопроводе). На подпиточном трубопроводе должен быть установлен расходомер для измерения и регистрации расхода подпиточной воды и регистрирующий манометр. На трубопроводе подпитки сырой воды также должен быть установлен регистрирующий расходомер. Схема установки приборов учета и контроля на источнике теплоты в зависимости от наличия теплосчетчиков и общего участка до выводных коллекторов показана на рис. 9.1.

При наличии теплосчетчиков отпуск теплоты за отчетный период определяется по разности теплосодержаний сетевой воды, прошедшей через теплосчетчики на подающей и обратной магистралях за этот период. Теплосодержание воды, прошедшей через теплосчетчик на какой-либо магистрали, находят как разность показаний теплосчетчика в конце и начале отчетного периода. При отсутствии теплосчетчиков и наличии нескольких магистралей, отходящих от общих коллекторов, отпуск тепловой энергии за отчетный период по каждой магистрали определяется на основании показаний регистрирующих приборов по формуле:

$$Q = c [G_1(t_{0\text{п.н.т}}^{\text{ср.п.т}} - t_{\text{х.п.т}}^{\text{ср.п.т}}) - G_2(t_{0\text{п.н.т}}^{\text{ср.п.т}} - t_{\text{х.п.т}}^{\text{ср.п.т}})] 10^{-3}, \text{ Гкал},$$

где c — удельная теплоемкость воды, ккал/кг·°C (здесь и далее $c = 1,0$ ккал/кг·°C); G_1 и G_2 — количество воды по показаниям регистрирующих расходомеров соответственно в подающем и обратном трубопроводах за отчетный период, т; $t_{0\text{п.н.т}}^{\text{ср.п.т}}$ и $t_{\text{х.п.т}}^{\text{ср.п.т}}$ — средние температуры сетевой воды за отчетный период по показаниям регистрирующих средств измерения температуры в подающем и обратном трубопроводах, °C; $t_{\text{х.п.т}}^{\text{ср.п.т}}$ — средняя за отчетный период температура холодной воды в источнике холодного водоснабжения, °C.



При неисправном расходомере на подающем трубопроводе отпуск тепловой энергии определяют по формуле:

$$Q = c [G_2(t_n^{p,n,t} - t_n^{o,n,t}) + G_n(t_n^{p,n,t} - t_n^{o,n,t})] \times 10^{-3}, \text{ Гкал},$$

где G_n — количество воды по показаниям регистрирующего расходомера на подпиточном трубопроводе за отчетный период, т.

При неисправном расходомере на обратном трубопроводе отпуск тепловой энергии определяют по формуле:

$$Q = c [G_1(t_n^{p,n,t} - t_n^{o,n,t}) + G_n(t_n^{p,n,t} - t_n^{o,n,t})] \times 10^{-3}, \text{ Гкал}.$$

комплексы (стадионы, плавательные бассейны и т. п.).

Учет потребления тепловой энергии. Тепловые пункты всех потребителей тепловой энергии должны быть обеспечены необходимыми приборами для расчетов за тепловую энергию. Ос-

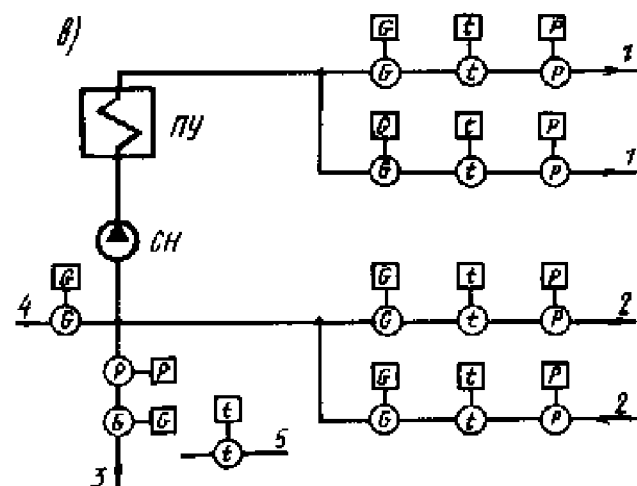


Рис. 9.1. Схема установки приборов учета и контроля на источнике теплоты

а — при установке теплосчетчиков и наличии общего участка до выводных коллекторов; б — при установке теплосчетчиков и отсутствии общего участка до выводных коллекторов; в — при отсутствии теплосчетчиков; ПУ — подогревательная установка; СН — сетевые насосы; 1 — подающие магистрали; 2 — обратные магистрали; 3 — подпиточная линия обработанной воды; 4 — подпиточная линия сырой воды; 5 — водопровод

новой учета отпуска и потребления тепловой энергии должен быть узел учета расхода тепловой энергии и контроля параметров теплоносителя, оборудованный регистрирующими расходомерами и приборами для измерения и регистрации температуры или теплосчетчиками, имеющими регистраторы расхода и температуры. При применении теплосчетчиков, не имеющих регистраторов расхода и температуры, регистрирующие приборы устанавливают в обязательном порядке.

Потребители тепловой энергии, подключенные к водяным тепловым сетям, по методу учета потребляемой тепловой энергии подразделяют на три группы. К 1 группе учета относятся жилые, общественные и коммунально-бытовые потребители тепловой энергии, суммарная расчетная тепловая нагрузка которых на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение составляет не менее 2 Гкал/ч, а также потребители тепловой энергии, независимо от значения их расчетной тепловой нагрузки: 1) промышленные предприятия; 2) центральные или групповые тепловые пункты (ЦТП) жилых, общественных или административных потребителей и учебных комплексов; 3) контрольно-распределительные пункты (КРП); 4) спортивные комплексы (стадионы, плавательные бассейны и т. п.);

Таблица 9.3. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ПРИМЕРА РАСЧЕТА ОТПУСКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПОТРЕБИТЕЛЯМ II и III ГРУПП УЧЕТА

Исходные данные за отчетный период	Обозначение и величина
1. Система теплоснабжения	Открытая
2. Количество часов в отчетном периоде	$n = 30 \cdot 24 = 720 \text{ ч}$
3. Средняя температура наружного воздуха за отчетный период	$t_{\text{н}}^{\text{ср}} = -20^{\circ}\text{C}$
4. Средняя температура грунта за отчетный период	$t_{\text{г}}^{\text{ср}} = +2^{\circ}\text{C}$
5. Средняя температура воды за отчетный период на источнике теплоты в подающем трубопроводе	$t_{\text{п}}^{\text{ср.п.т}} = 131^{\circ}\text{C}$
и обратном трубопроводе	$t_{\text{о}}^{\text{ср.п.т}} = 64^{\circ}\text{C}$
в источнике холодного водоснабжения	$t_{\text{х}}^{\text{ср.п.т}} = 5^{\circ}\text{C}$
6. Среднегодовая температура наружного воздуха	$t_{\text{н}}^{\text{ср.г}} = 0^{\circ}\text{C}$
7. Среднегодовая температура грунта на глубине заложения подземных трубопроводов сети	$t_{\text{г}}^{\text{ср.г}} = +4^{\circ}\text{C}$
8. Расчетная среднегодовая температура воды в сети по утвержденному графику:	
в подающем трубопроводе	$t_{\text{п}}^{\text{р.г}} = 78^{\circ}\text{C}$
в обратном трубопроводе	$t_{\text{о}}^{\text{р.г}} = 46^{\circ}\text{C}$
9. Нормативные среднегодовые потери тепловой энергии через изоляцию трубопроводами подземной прокладки	$Q_{\text{пзд}}^{\text{ср.г}} = 3,20 \text{ Гкал/ч (13,399 ГДж/ч)}$
10. Нормативные среднегодовые потери тепловой энергии через изоляцию трубопроводами наземной прокладки	$Q_{\text{над.п}}^{\text{ср.г}} = 0,486 \text{ Гкал/ч (2,382 ГДж/ч)}$ $Q_{\text{над.о}}^{\text{ср.г}} = 0,314 \text{ Гкал/ч (1,315 ГДж/ч)}$
11. Объем тепловой сети и присоединенных к ней местных систем	$V = 28\,330 \text{ м}^3$
12. Плотность воды при $\frac{t_{\text{п}}^{\text{ср.п.т}} + t_{\text{о}}^{\text{ср.п.т}}}{2} = \frac{131 + 64}{2} = 97,5^{\circ}\text{C}$	$\rho = 960 \text{ кг/м}^3$
13. Отпуск тепловой энергии от источника теплоты за отчетный период	$Q = 330\,700 \text{ Гкал (1\,384\,640,9 ГДж)}$
14. Количество сетевой воды, измеренное прибором на подающем трубопроводе источника теплоты за отчетный период	$G_1 = 4\,944\,800 \text{ т}$
15. Суммарный отпуск тепловой энергии всем потребителям I группы учета за отчетный период, измеренное приборами на тепловых пунктах этих потребителей	$\sum Q^I = 112\,000 \text{ Гкал (468\,944 ГДж)}$
16. Суммарное количество сетевой воды у всех потребителей I группы учета за отчетный период, измеренное приборами на подающем трубопроводе тепловых пунктов этих потребителей	$\sum G_1^I = 1\,668\,800 \text{ т}$
17. Суммарное количество сетевой воды на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение у всех потребителей II группы учета за отчетный период, измеренное приборами на тепловых пунктах этих потребителей	$\sum G^{\text{II}} = 1\,760\,000 \text{ т}$
18. Суммарный расчетный расход воды на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, у всех потребителей III группы учета	$\sum G_{\text{р.л}}^{\text{III}} = 1\,907 \text{ т/ч}$
19. Количество воды за отчетный период, измеренное прибором, установленным на общем обратном трубопроводе теплового пункта данного потребителя II группы учета	$G_2^{\text{II}} = 11\,520 \text{ т}$
20. Количество воды за отчетный период, измеренное прибором, установленным на подающем трубопроводе горячего водоснабжения данного потребителя II группы учета	$G_{\text{гв}}^{\text{II}} = 3\,460 \text{ т}$
21. Количество циркуляционной воды за отчетный период, измеренное прибором, установленным на циркуляционном трубопроводе данного потребителя II группы учета	$G_{\text{ц}}^{\text{II}} = 1\,300 \text{ т}$
22. Расчетный расход воды на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение у данного потребителя III группы учета	$G_{\text{р}}^{\text{III}} = 6,2 \text{ т/ч}$
23. Объем местной системы теплопотребления данного потребителя II группы учета	$V^{\text{II}} = 38 \text{ м}^3$
24. Объем местной системы теплопотребления данного потребителя III группы учета	$V^{\text{III}} = 12 \text{ м}^3$
25. Производительная утечка в тепловых сетях и местных системах теплопотребления за отчетный период	Не имелось
26. Суммарная непроизводительная утечка за отчетный период у всех потребителей I группы учета	$\sum G_{\text{ут.л}}^I = 16\,500 \text{ т}$
27. Среднее за отчетный период температуры воды на тепловых пунктах потребителей I группы учета	$t_{\text{п}}^{\text{в}} = 130^{\circ}\text{C}$ $t_{\text{о}}^{\text{в}} = 64^{\circ}\text{C}$ $t_{\text{х}}^{\text{в}} = 5^{\circ}\text{C}$

Ко II группе учета относятся городские потребители тепловой энергии, суммарная расчетная нагрузка которых ниже 2 Гкал/ч, перечисленные в составе I группы учета. К III группе потребителей (с временным отсутствием приборов учета) относятся: 1) потребители тепловой энергии, системы теплоснабжения которых подключены к тепловой сети по временной схеме на срок до 6 мес.; 2) потребители I и II групп, оборудованные приборами учета, при неисправности и выводе в ремонт этих приборов на срок, превышающий 15 сут. Потребители, тепловые пункты которых к моменту начала теплоснабжения не укомплектованы необходимыми приборами учета, временно причисляются к III группе учета. При этом должен быть точно оговорен срок оборудования теплового узла приборами учета.

У потребителей I группы учет потребления тепловой энергии производят приборным способом, у потребителей II группы — приборно-расчетным способом, у потребителей III группы — расчетным способом. У потребителей III и II группы расчет производят по данным водяного и теплового балансов системы теплоснабжения. Учет потребления тепловой энергии расчетным способом допускается в порядке исключения. Для потребителей I группы учета установка приборов учета и контроля в оговоренном ниже объеме является обязательной.

Для жилых, общественных и коммунально-бытовых потребителей II группы учета допускается установка на тепловых пунктах суммирующих водомеров для фиксации расходов сетевой воды. При отсутствии на тепловом пункте потребителя II группы любого из водомеров этот потребитель переходит в группу потребителей с временно отсутствующими приборами учета (III группа). При организации учета отпуска тепловой энергии жилым, общественным и коммунально-бытовым потребителям, при наличии технической возможности могут устраиваться объединенные групповые узлы учета, общие для нескольких потребителей. Такие узлы должны отвечать требованиям, установленным для потребителей I группы.

Один раз в месяц в соответствии с утвержденным графиком производят технический осмотр приборов учета тепловой энергии на тепловом пункте потребителя. Во время осмотра регистрирующих приборов и теплосчетчиков проверяют: 1) сохранность пломб государственной

проверки; 2) отсутствие засоров в соединительных и импульсных линиях, а также плотность этих линий и всех сальниковых и фланцевых соединений арматуры и приборов; 3) правильность установки указывающей стрелки прибора и отметчика (пера) пишущего устройства наполь при снятии импульса (для регистрирующих приборов); 4) точность работы интеграторов (суммирующих счетчиков) и идентичность записи отметчиков регистрирующих приборов с показаниями контрольных показывающих приборов.

Ответственность за состояние и сохранность контрольно-измерительных приборов, по которым производится учет теплоснабжения, несет потребитель тепловой энергии. Он же обязан принимать меры к предотвращению их порчи или поломки. Диаграммы регистрирующих приборов учета расхода тепловой энергии, установленных на тепловых пунктах потребителей, снимает и обрабатывает персонал потребителя.

При выходе приборов учета в ремонт из-за неисправности, если время отключения приборов не превышало половину расчетного периода (15 дней), значение теплоснабжения за каждые сутки после прекращения работы приборов принимается равным среднесуточному расходу тепловой энергии $Q_{\text{ср}}$ за последние трое суток, предшествовавших отключению приборов. С учетом поправки на изменение температуры наружного воздуха в период после отключения приборов, расход тепловой энергии следует определять по формуле:

$$Q = Q_{\text{ср}} \frac{t_{\text{в}} - t_{\text{н}}}{t_{\text{в}} - t_{\text{н}}^{\text{ср}}} m,$$

где $Q_{\text{ср}}$ — среднесуточный расход тепловой энергии за 3 суток, предшествовавших моменту прекращения работы приборов учета, Гкал/сут; $t_{\text{в}}$ — расчетная температура воздуха внутри помещений, °C; $t_{\text{н}}$ — фактическая средняя температура наружного воздуха за период после прекращения работы приборов, °C; $t_{\text{н}}^{\text{ср}}$ — средняя температура наружного воздуха за 3 суток до прекращения работы приборов, °C; m — время отключения приборов учета, сут.

При неисправности приборов в течение более 15 сут значение теплоснабжения определяют как при временном отсутствии приборов учета (III группа).

Учет тепловой энергии, отпускаемой потребителям I группы. Тепловые пункты потребителей тепловой энергии I группы учета в открытых и закрытых системах теплоснабжения оборудуют (рис. 9.2) следующими приборами:

а) расходомерами на подающем и обратном трубопроводах для измерения и регистрации расходов сетевой воды в обоих трубопроводах; б) средствами измерения температуры на подающем и обратном трубопроводах для измерения и регистрации температур сетевой воды в обоих трубопроводах; в) средствами измерения температуры водопроводной воды для ее регистрации; г) манометрами на подающем и обратном трубопроводах для измерения и регистрации давления в обоих трубопроводах.

При наличии теплосчетчиков тепловые пункты потребителей I группы учета оборудуют теплосчетчиками на подающем и обратном трубопроводах, учитывающими температуру холодной воды. Рабочие диапазоны теплосчетчиков по температурам теплоносителя рекомендуется принимать в приведенных ниже пределах: температура воды в подающем трубопроводе $t_n = 50 - 150^\circ\text{C}$; температура воды в обратном трубопроводе $t_o = 30 - 80^\circ\text{C}$; температура холодной (водопроводной) воды $t_x = 0 - 25^\circ\text{C}$. При организации учета теплосчетчиками должна быть предусмотрена возможность подключения контрольных приборов для записи текущих значений параметров (расходов и температур воды) с помощью вторичных регистрирующих приборов. В случае установки в комплектах теплосчетчиков указанных регистрирующих приборов дополнительные приборы для контроля параметров теплоносителя не устанавливаются.

Фактический отпуск тепловой энергии за отчетный период потребителю, узлу учета которого оборудован двумя теплосчетчиками (на подающем и обратном трубопроводах), определяют по разности теплосодержаний сетевой воды, прошедшей через теплосчетчики на подающем и обратном трубопроводах за этот период. Для потребителя в закрытой системе теплоснабжения, узел учета которого оборудован одним теплосчетчиком, установленным на подающем или обратном трубопроводах, временно, до момента укомплектования его приборами учета в полном объеме, допускается определять фактический отпуск тепловой энергии за отчетный период по формуле

$$Q^1 = Q_{\text{те}}^1 + Q_{\text{хв}}^1 + Q_{\text{л}}^1,$$

где Q^1 — отпуск тепловой энергии за отчетный период, определенный по разнице показаний теплосчетника в конце и в начале отчетного периода, Гкал; $Q_{\text{те}}^1$ — потери тепловой энергии с произво-

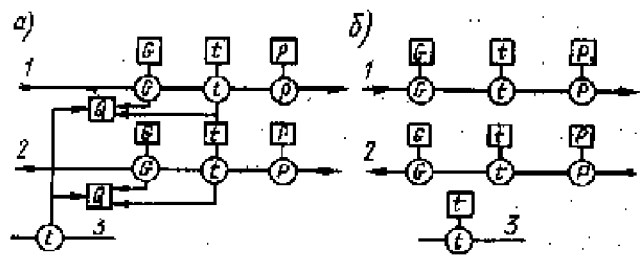


Рис. 9.2. Схема установки приборов учета и контроля на тепловом пункте потребителя I группы учета а — при установке теплосчетчиков; б — при отсутствии теплосчетчиков; 1 — подающая линия; 2 — обратная линия; 3 — подопровод

дительной утечкой у данного потребителя I группы, Гкал, определяются по актам; $Q_{\text{л}}^1$ — потери тепловой энергии с непроизводительной утечкой за отчетный период из тепловой сети; расположенной за узлом учета данного потребителя I группы, и присоединенных к ней местных систем теплоснабжения, Гкал.

Для теплосчетчика, установленного на подающем трубопроводе:

$$Q_{\text{ут}}^1 = c G_{\text{ут}} (t_n^{\text{сп}} - t_x^{\text{сп}}) 10^{-3}, \quad (9.1)$$

для теплосчетчика, установленного на обратном трубопроводе:

$$Q_{\text{ут}}^1 = c G_{\text{ут}} (t_o^{\text{сп}} - t_x^{\text{сп}}) 10^{-3}, \quad (9.2)$$

где $t_n^{\text{сп}}$ и $t_o^{\text{сп}}$ — средние за отчетный период температуры воды в подающем и обратном трубопроводах на узле учета данного потребителя I группы по показаниям приборов, $^\circ\text{C}$; $t_x^{\text{сп}}$ — средняя за отчетный период температура холодной воды у потребителя, $^\circ\text{C}$; $G_{\text{ут}}$ — часть общей непроизводительной утечки по системе теплоснабжения за отчетный период, отнесенная к данному потребителю в соответствии с объемом тепловых сетей и местных систем теплоснабжения, расположенных за его узлом учета, т.

При отсутствии теплосчетчиков отпуск тепловой энергии за отчетный период для тепловых пунктов с двумя расходомерами, установленными на подающем и обратном трубопроводах, определяют по показаниям регистрирующих расходомеров и термометров по формуле

$$Q^1 = c [G_1^1 (t_n^{\text{сп}} - t_x^{\text{сп}}) + G_2^1 (t_o^{\text{сп}} - t_x^{\text{сп}})] 10^{-3}, \quad (9.3)$$

где G_1^1 и G_2^1 — количество воды за отчетный период, прошедшее по показаниям приборов соответственно по подающему и обратному трубопроводам в узле учета, т.

Для тепловых пунктов в закрытой системе теплоснабжения с установленным одним регистрирующим расходомером на подающем или обратном трубопроводах и двумя регистрирующими термометрами на этих трубопроводах временно, до момента укомплектования его прибо-

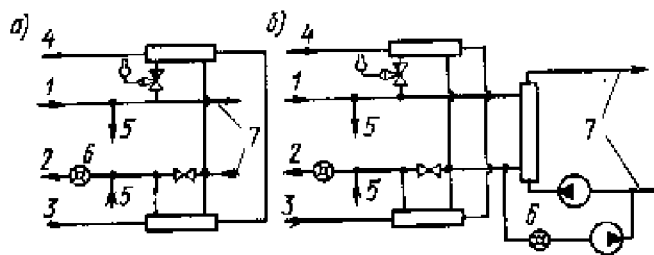


Рис. 9.3. Схема установки приборов учета на тепловом пункте потребителя II группы учета в закрытой системе теплоснабжения:

а — при зависимом присоединении системы отопления; б — при независимом присоединении системы отопления; 1 — подающая линия тепловой сети; 2 — обратная линия тепловой сети; 3 — водопровод; 4 — система горячего водоснабжения; 5 — система вентиляции (калориферные установки); 6 — водомер; 7 — система отопления

рами учета в полном объеме, допускается определять отпуск тепловой энергии по формуле

$$Q^I = c G^I (t_n^p - t_s^p) \cdot 10^{-3} + Q_{\text{ут.пр}}^I + Q_{\text{ут.}}^I.$$

В этой зависимости величина $Q_{\text{ут.}}$ определяется по формулам (9.1) или (9.2) в связи с местом установки расходомера; величину $Q_{\text{ут.пр}}^I$ определяют по актам:

$$Q_{\text{ут.пр}}^I = G_{\text{ут.пр}}^I (t_s^p - t_n^{\text{м.т}}) \cdot 10^{-3},$$

где $G_{\text{ут.пр}}^I$ — расход сетевой воды из обратной линии на заполнение местных систем и трубопроводов, т; t_s^p — средняя температура обратной воды, использованной на заполнение местных систем и трубопроводов, °C.

Тепловые пункты потребителей тепловой энергии I группы учета с независимым присоединением системы отопления как в открытой, так и в закрытой системах теплоснабжения должны быть оборудованы приборами учета отпуска тепловой энергии аналогично зависимой схеме; при отсутствии теплосчетчиков отпуск тепловой энергии для указанных потребителей определяют на основании показания регистрирующих приборов по формуле (9.3). При организации на промышленном предприятии внутри производственного учета потребления тепловой энергии установку приборов учета следует предусматривать только для объектов (цехов, участков, агрегатов) с годовым теплоснабжением выше 2000 Гкал.

Учет тепловой энергии, отпускаемой потребителями II группы. На тепловых пунктах потребителей II группы учета допускается базировать учет количества тепловой энергии на показаниях суммирующих водомеров (водосчетчиков). Показания водомеров у каждого потре-

бителя следует снимать в одни и те же календарные числа месяца.

В закрытой системе теплоснабжения на тепловом пункте потребителей II группы учета устанавливают один водомер, регистрирующий общий расход теплоносителя на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение. Водомер устанавливают на общем обратном трубопроводе теплового пункта (рис. 9.3). Ввиду отсутствия измерителей температуры на тепловых пунктах потребителей II группы учета для определения расхода теплоты на каждого потребителя используется температурный перепад за отчетный период, средний для всех потребителей II и III групп учета, т.е. для всех потребителей, где не регистрируется температура сетевой воды.

Отпуск тепловой энергии данному потребителю II группы учета на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение определяют по формуле

$$Q^{\text{II}} = c G^{\text{II}} \cdot \Delta t_{\text{ср}}^{\text{II,III}} \cdot 10^{-3} + Q_{\text{ут.пр}}^{\text{II}} + Q_{\text{ут.}}^{\text{II}}, \quad (9.4)$$

где G^{II} — количество сетевой воды у данного потребителя II группы учета на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, измеренное за отчетный период прибором, установленным на обратном трубопроводе, т; $\Delta t_{\text{ср}}^{\text{II,III}}$ — средний температурный перепад у потребителей II и III групп учета, °C; $Q_{\text{ут.пр}}^{\text{II}}$ — потери тепловой энергии с производственной утечкой у данного потребителя II группы учета, Гкал, определяют по актам; $Q_{\text{ут.}}^{\text{II}}$ — потери тепловой энергии с утечкой из местных систем теплоснабжения данного потребителя II группы учета за отчетный период, Гкал.

$$Q_{\text{ут.}}^{\text{II}} = c G_{\text{ут.}}^{\text{II}} (t_n^{\text{р.м.т}} - t_s^{\text{м.т}}) \cdot 10^{-3}, \quad (9.5)$$

где $t_n^{\text{р.м.т}}$ и $t_s^{\text{м.т}}$ — температуры сетевой воды в подающем трубопроводе и холодной водопроводной воды на источнике теплоты, средние за отчетный период, °C; $G_{\text{ут.}}^{\text{II}}$ — часть общей непроизводительной утечки по системе теплоснабжения за отчетный период, отнесенная к данному потребителю в соответствии с объемом тепловых сетей и местных систем теплоснабжения, расположенных за его узлом учета, т.

Значение $\Delta t_{\text{ср}}^{\text{II,III}}$ °C находят по формуле

$$\frac{1}{c \sum G_i^{\text{II,III}}} = \frac{\sum Q_i^{\text{II,III}} \cdot 10^3}{\sum G_i^{\text{II,III}}}, \quad (9.6)$$

где $\sum Q_i^{\text{II,III}}$ — суммарный общий отпуск тепловой энергии потребителям II и III групп учета на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение за отчетный период, Гкал; $\sum G_i^{\text{II,III}}$ — суммарное количество сетевой воды у всех потребителей II и III групп учета на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение за отчетный период, т.

Величину $\sum Q_i^{I,III}$ — определяют из баланса отпущенной теплоты от источника и поступившей к потребителям первой группы с учетом тепловых потерь:

$$\sum_i Q_i^{I,III} = Q - \sum_i Q_i^I - Q_{\text{тп}} + \sum_i Q_{\text{ут},j}^I, \quad (9.7)$$

где Q — отпуск тепловой энергии от источника теплоты за отчетный период, измеренный приборами, Гкал; $\sum Q_i^I$ — суммарный общий отпуск тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение потребителям I группы учета, определенный по приборам, Гкал; $Q_{\text{тп}}$ — потери тепловой энергии во всей системе теплоснабжения за отчетный период с утечкой и через изоляцию трубопроводов тепловых сетей, Гкал; определяют по формуле (9.14); $\sum Q_{\text{ут},j}^I$ — потери тепловой энергии с производительной и непроизводительной утечкой у всех потребителей I группы учета, Гкал.

Непроизводительные потери теплоты с утечкой у потребителя I группы учета при установке двух расходомеров могут быть определены по формуле:

$$Q_{\text{ут},j}^I = c G_{\text{ут},j}^I \left(\frac{t_{\text{в}}^{\text{сп}} + t_{\text{с}}^{\text{сп}}}{2} - t_{\text{с}}^{\text{сп}} \right) 10^{-3}, \quad (9.8)$$

где $G_{\text{ут},j}^I$ — непроизводительная утечка у потребителя первой группы учета, т; определяют как разность показаний расходомеров на подающем и обратном трубопроводах (за вычетом производительной утечки по актам), $t_{\text{в}}^{\text{сп}}$, $t_{\text{с}}^{\text{сп}}$ и $t_{\text{с}}^{\text{сп}}$ — средние за отчетный период температуры воды на узле учета потребителя первой группы, °C.

Непроизводительные потери теплоты с утечкой у потребителя I группы учета при установке одного расходомера определяют по формулам (9.1) или (9.2). Производительные утечки определяют по актам. В выражении (9.6) величину $\sum G_i^{I,III}$ определяют по формуле:

$$\sum_i G_i^{I,III} = G_1 \sum_i G_i^I - G_{\text{ст}} + \sum_i G_{\text{ут},j}^I, \quad (9.9)$$

где G_1 — количество сетевой воды по подающему трубопроводу источника теплоты за отчетный период, измеренное прибором, т; $\sum G_i^I$ — суммарное количество сетевой воды у всех потребителей I группы учета на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение за отчетный период, измеренное приборами на подающих трубопроводах узлов учета, т; $G_{\text{ст}}$ — общая (производительная и непроизводительная) утечка сетевой воды, определяемая по расходу подпиточной воды в системе теплоснабжения за отчетный период на источнике теплоты, измеренному прибором, т; $\sum G_{\text{ут},j}^I$ — непроизводительная

и производительная утечка сетевой воды у всех потребителей I группы учета, т; производительную утечку определяют по актам, непроизводительную — согласно способу, указанному в расшифровке обозначений к формуле (9.8).

В открытой системе теплоснабжения на тепловых пунктах потребителей II группы учета,

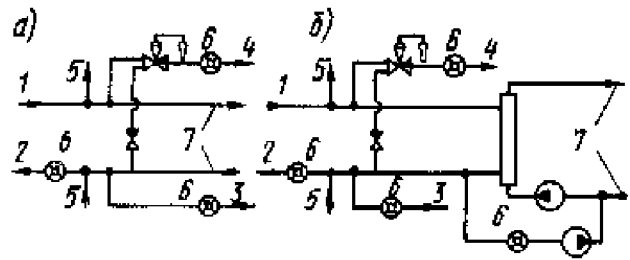


Рис. 9.4. Схема установки приборов учета на тепловом пункте потребления II группы учета в открытой системе теплоснабжения

а — при зависимом присоединении системы отопления; б — при независимом присоединении системы отопления; 3 — циркуляционная линия системы горячего водоснабжения, остальные обозначения — см. рис. 9.3

имеющих систему горячего водоснабжения и систему циркуляции, устанавливают 3 прибора, регистрирующих расход теплоносителя (рис. 9.4): 1) водомер на общем обратном трубопроводе теплового пункта для регистрации расхода воды, возвращаемой от теплового пункта в тепловую сеть; 2) водомер на подающем трубопроводе системы горячего водоснабжения после точки смешения воды, отбираемой из подающего и обратного трубопроводов; 3) водомер на циркуляционном трубопроводе. Отпуск тепловой энергии данному потребителю II группы учета на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение за отчетный период определяют по формуле (9.4). В этой формуле значение G^{II} — количество сетевой воды на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение у данного потребителя II группы учета за отчетный период, т.

$$G^{II} = G_2^{II} + G_{\text{в}}^{II} - G_{\text{п}}^{II}, \quad (9.10)$$

где G_2^{II} — количество сетевой воды за отчетный период, измеренное прибором, установленным на общем обратном трубопроводе теплового пункта, т; $G_{\text{в}}^{II}$ — количество сетевой воды за отчетный период, измеренное прибором, установленным на подающем трубопроводе системы горячего водоснабжения, т; $G_{\text{п}}^{II}$ — количество циркуляционной воды за отчетный период, измеренное прибором, установленным на циркуляционном трубопроводе, т.

Значение $\Delta t_{\text{ср}}^{I,III}$ находят по формуле (9.6), значение $\sum Q_i^{I,III}$ — по формулам (9.7) и (9.8), значение $\sum G_i^{I,III}$ по формуле (9.9).

В формулах (9.8) и (9.9) $G_{\text{ст}}$ — сумма непроизводительной утечки сетевой воды из системы теплоснабжения, определяемой по формуле (9.16), и производительной утечки, т; $\sum G_{\text{ут},j}^I$ — непроизводительная и производительная утечка сетевой воды у всех

потребителей I группы учета, т; производительную утечку определяют по актам, непроизводительную — по формуле (9.16), в которую подставляют объемы сетей и систем, расположенных за узлом учета данного потребителя.

В выражении (9.7) величину $\sum Q_{\text{ут}}^I$ определяют на основании формулы (9.8).

В закрытой и открытой системах теплоснабжения на тепловых пунктах потребителей II группы, не имеющих системы горячего водоснабжения, устанавливают один водомер на общем обратном трубопроводе, фиксирующий общий расход воды на отопление и вентиляцию. На тепловых пунктах потребителей тепловой энергии II группы учета с независимым присоединением системы отопления в закрытой системе теплоснабжения должны быть установлены (см. рис. 9.3) следующие приборы: водомер на обратном трубопроводе теплового пункта; водомер на подпиточном трубопроводе, соединяющем обратные трубопроводы первого и второго контуров. Отпуск тепловой энергии за отчетный период такому потребителю определяют по формуле (9.4) со следующим изменением: при определении величины $Q_{\text{ут}}^{\text{II}}$ по формуле (9.5) в эту формулу вместо $G_{\text{ут}}^{\text{II}}$ подставляют значение расхода воды за отчетный период по показаниям водомера на подпиточном трубопроводе второго контура.

На тепловых пунктах потребителей II группы учета с независимым присоединением систем отопления в открытой системе теплоснабжения должны быть установлены (см. рис. 9.4) следующие приборы: водомер на общем обратном трубопроводе теплового пункта; водомер на подающем трубопроводе горячего водоснабжения после точки смешения воды, отбираемой из подающего и обратного трубопроводов; водомер на циркуляционном трубопроводе; водомер на подпиточном трубопроводе, соединяющем обратные трубопроводы первого и второго контуров. Отпуск тепловой энергии за отчетный период определяют аналогично закрытой системе.

Определение расхода тепловой энергии у потребителей III группы учета. Отпуск тепловой энергии за отчетный период данному потребителю III группы учета определяют по формуле

$$Q^{\text{III}} = \frac{G_p^{\text{III}}}{\sum G_{p,k}^{\text{III}}} \sum Q_k^{\text{III}} + Q_{\text{ут.пр}}^{\text{III}} + Q_{\text{ут}}^{\text{III}}, \quad (9.11)$$

где G_p^{III} — расчетный часовой расход сетевой воды на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение

у данного потребителя III группы учета, т/ч (принимают на основании данных «Договора на отпуск тепловой энергии в горячей воде»); $\sum G_{p,k}^{\text{III}}$ — суммарный расчетный часовой расход сетевой воды на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение у всех потребителей III группы учета, т/ч (определяют как сумму расходов у каждого потребителя); $\sum Q_k^{\text{III}}$ — суммарный отпуск тепловой энергии у всех потребителей III группы учета за отчетный период на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, Гкал (ГДж); $Q_{\text{ут.пр}}^{\text{III}}$ — потери тепловой энергии у данного потребителя с производительной утечкой, Гкал (ГДж); $Q_{\text{ут}}^{\text{III}}$ — потери тепловой энергии с непроизводительной утечкой из местной системы теплоснабжения данного потребителя III группы за отчетный период, Гкал (ГДж) определяют по формуле (9.15), где $G_{\text{ут}}^{\text{III}}$ представляет собой часть общей непроизводительной утечки по системе теплоснабжения за отчетный период, отнесенную к данному потребителю в соответствии с объемом тепловых сетей и местных систем теплоснабжения, расположенных за его тепловым пунктом.

$$\sum_{k=1}^n Q_k^{\text{III}} = \sum_{i=1}^n Q_{i,k}^{\text{III}} - \sum_{i=k}^n Q_i^{\text{II}}. \quad (9.12)$$

Значение $\sum_{i=k}^n Q_i^{\text{II}}$ находят по формуле

$$\sum_{i=k}^n Q_i^{\text{II}} = c \sum_{i=k}^n G^{\text{II}} \Delta t_{\text{ср}}^{\text{II}} \cdot 10^{-3}, \quad (9.13)$$

где $\sum_{i=k}^n Q_i^{\text{II}}$ — суммарный отпуск тепловой энергии за отчетный период на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение всем потребителям II группы учета, Гкал (ГДж); $\sum_{i=k}^n G^{\text{II}}$ — суммарное коли-

чество сетевой воды на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение у всех потребителей II группы за отчетный период, измеренное приборами на тепловых пунктах этих потребителей, т.

Учет тепловых потерь в водяных тепловых сетях при транспорте тепловой энергии. Тепловые потери в водяной системе теплоснабжения $Q_{\text{тп}}$ за отчетный период определяют как сумму потерь тепловой энергии с непроизводительной утечкой воды из сети $Q_{\text{ут}}$, с производительной утечкой $Q_{\text{ут.пр}}$ и потерь тепловой энергии через изоляцию и трубопроводах тепловой сети $Q_{\text{из}}$:

$$Q_{\text{тп}} = Q_{\text{ут.пр}} + Q_{\text{из}} + Q_{\text{ут}}. \quad (9.14)$$

Величину производительной утечки $Q_{\text{ут.пр}}$ определяют по соответствующим актам.

В закрытой системе теплоснабжения потери тепловой энергии с непроизводительной утечкой воды определяют по формуле

$$Q_{\text{ут}} = c G_{\text{ут}} \left(\frac{t_{\text{ср.в.г}} + t_{\text{ср.р.т}}}{2} - t_{\text{ср.п.т}} \right) 10^{-3}, \quad (9.15)$$

где $G_{\text{ут}}$ — количество подпиточной воды за отчетный период по показаниям приборов, установленных на подпиточных трубопроводах источника теплоты, за вычетом потерь воды с производительной утечкой

(по актам), т; $t_n^{ср.г.г.}$ и $t_o^{ср.г.г.}$ — фактические температуры в подающем и обратном трубопроводах источника теплоты, средние за отчетный период, °С; $t_n^{ср.г.г.}$ — средняя за отчетный период температура холодной воды в источнике водоснабжения, °С.

В открытой системе теплоснабжения потери тепловой энергии с непроизводительной утечкой определяют по зависимости выражения (9.15), а величину непроизводительной утечки по формуле

$$G_{ут} = 2,5 \cdot 10^{-6} V \rho n, \quad (9.16)$$

где V — объем воды в тепловой сети и в присоединенных к ней местных системах, м³; ρ — плотность воды при температуре

$$\frac{t_n^{ср.г.г.} + t_o^{ср.г.г.}}{2}, \text{ кг/м}^3; n — продолжительность работы$$

в отчетном периоде, ч.

Потери тепловой энергии через изоляцию в трубопроводах тепловой сети за отчетный период находят по формуле:

$$Q_{из.} = (Q_{подз.}^{ср.} + Q_{надз.п.}^{ср.} + Q_{надз.в.}^{ср.}) n, \quad (9.17)$$

где $Q_{подз.}^{ср.}$ — среднечасовые потери тепловой энергии через изоляцию трубопроводов подземной прокладки за отчетный период, Гкал/ч (Дж/ч); $Q_{надз.п.}^{ср.}$ и $Q_{надз.в.}^{ср.}$ — среднечасовые потери тепловой энергии через изоляцию подающего и обратного трубопроводов надземной прокладки за отчетный период, Гкал/ч (Дж/ч); n — число часов в отчетном периоде, ч.

В формуле (9.17) среднечасовые потери тепловой энергии через изоляцию трубопроводов за отчетный период определяют по формулам:

$$Q_{подз.}^{ср.} = Q_{подз.}^{ср.г.} \frac{t_n^{ср.} + t_o^{ср.} - 2t_{г.г.}^{ср.}}{t_n^{ср.г.} + t_o^{ср.г.} - 2t_{г.г.}^{ср.г.}} \quad (9.18)$$

$$Q_{надз.п.}^{ср.} = Q_{надз.п.}^{ср.г.} \frac{t_n^{ср.} - t_o^{ср.}}{t_n^{ср.г.} - t_o^{ср.г.}}, \quad (9.19)$$

$$Q_{надз.в.}^{ср.} = Q_{надз.в.}^{ср.г.} \frac{t_o^{ср.} - t_n^{ср.}}{t_o^{ср.г.} - t_n^{ср.г.}}, \quad (9.20)$$

где $t_n^{ср.}$ и $t_o^{ср.}$ — средние температуры воды в подающей и обратной линиях тепловой сети за отчетный период, °С; $t_n^{ср.г.}$ и $t_o^{ср.г.}$ — средние температуры грунта на уровне заложения трубопроводов и наружного воздуха за отчетный период, °С.

Средние температуры воды в сети, грунта и воздуха определяют по фактическим значениям за отчетный период. Среднегодовые потери теплоты при подземной и надземной прокладках вычисляют по формулам (7.10) — (7.12). Среднегодовые температуры грунта и наружного воздуха находят как среднесрифметические из соответствующих средних температур за месяц, принимаемых по климатологическому справочнику. Среднегодовые температуры воды в подающей и обратной линиях тепловой сети находят как среднесрифметические из среднеме-

сячных температур ее в соответствующих линиях за весь период работы сети в течение года. Среднемесячные температуры воды определяют по утвержденному эксплуатационному температурному графику при среднемесячной температуре наружного воздуха.

Тепловые потери при транспорте теплоты для отдельных частей сети определяются их балансовой принадлежностью. Непроизводительная утечка определяется как доля утечки в соответствии с объемом воды в рассматриваемой части сети. Потери тепловой энергии через изоляцию находят по формулам (9.17) — (9.20) применительно к рассматриваемой части сети с учетом материала раздела 7.2.

В табл. 9.3 даны исходные данные, а в табл. 9.4 — расчет отпуска тепловой энергии потребителям II и III группы учета.

Расчет отпуска тепловой энергии при временном отсутствии регистрирующих приборов. Оценка отпуска теплоты при отсутствии регистрирующих приборов не может быть положена в основу коммерческих расчетов с потребителями. В котельных, не оборудованных самопишущими термометрами и расходомерами (в первую очередь котельных мощностью до 8—10 Гкал/ч), расчет отпуска тепловой энергии временно, до установки соответствующих приборов, ведут по записям показывающих расходомеров и термометров, результаты которых записывают в соответствующие ведомости (табл. 9.5 и 9.6). Расход воды в отдельных сетях горячего водоснабжения следует измерять горячеводными водомерами.

Показывающие приборы к котельной необходимо устанавливать в тех же точках, что и самопишущие. В котельных с расчетным расходом сетевой воды до 120 т/ч расход воды в тепловой сети можно измерять горячеводными водомерами. Водомер устанавливают на обратном трубопроводе тепловой сети (на горизонтальном участке трубопровода). До водомера (по ходу воды) длина прямого участка трубопровода должна составлять не менее 10 диаметров. Подбор водомера производят на основе данных табл. 5.13—5.15.

Для измерения температуры сетевой воды можно применять ртутные стеклянные термометры с цепой деления не более 1°С. При отсутствии показывающих расходомеров и водомеров расход сетевой воды в тепловой сети измеряют нормальными измерительными диаф-

**Таблица 9.4. РАСЧЕТ ОТПУСКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ЗА ОТЧЕТНЫЙ ПЕРИОД
ПОТРЕБИТЕЛЯМ II И III ГРУПП УЧЕТА**

Искомая величина	Номер формулы	Расчет
1	2	3
1. Утечка воды из тепловой сети и систем теплоснабжения $G_{ут}$	9.16	$G_{ут} = 2,5 \cdot 10^{-5} \cdot 28330 \cdot 960 \cdot 720 = 48\,960 \text{ т}$
2. Потери тепловой энергии с утечкой в системе теплоснабжения $Q_{ут}$	9.15	$Q_{ут} = 1,48\,960 \left(\frac{131+64}{2} - 5 \right) \cdot 10^{-3} = 4530 \text{ Гкал}$ (18 967,11 ГДж)
3. Потери тепловой энергии через изоляцию трубопроводов в системе теплоснабжения: $Q_{подз}^{ср}$	9.18	$Q_{подз}^{ср} = 3,2 \cdot \frac{131+64-2,2}{78+46-2,4} = 5,27 \text{ Гкал/ч}$ (22,066 ГДж/ч)
$Q_{надз.п}^{ср}$	9.19	$Q_{надз.п}^{ср} = 0,486 \cdot \frac{131-(-20)}{78-0} = 0,94 \text{ Гкал/ч}$ (3,936 ГДж/ч)
$Q_{надз.в}^{ср}$	9.20	$Q_{надз.в}^{ср} = 0,314 \cdot \frac{64-(-20)}{46-0} = 0,60 \text{ Гкал/ч}$ (2,513 ГДж/ч)
$Q_{на}$	9.17	$Q_{на} = (5,27 + 0,94 + 0,6) \cdot 720 = 4900 \text{ Гкал}$ (20 516,300 ГДж)
4. Тепловые потери в системе теплоснабжения за отчетный период $Q_{пв}$	9.14	$Q_{пв} = 45 + 4900 = 9430 \text{ Гкал}$ (39 483,410 ГДж)
5. Потери тепловой энергии с непроизводительной утечкой за отчетный период у всех потребителей I группы учета $\sum Q_{ут,i}^I$	9.8	$\sum_i Q_{ут,i}^I = 1,16\,500 \left(\frac{130+64}{2} - 5 \right) \cdot 10^{-3} = 1520 \text{ Гкал}$ (6364,240 ГДж)
6. Суммарный отпуск тепловой энергии за отчетный период, потребителям II и III групп учета на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение $\sum Q_{от,i}^{II,III}$	9.7	$\sum_i Q_{от,i}^{II,III} = 330\,700 + 112\,000 + 9430 + 1520 = 210\,800 \text{ Гкал}$ (882 619,6 ГДж)
7. Суммарное количество сетевой воды за отчетный период у всех потребителей II и III групп учета на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение $\sum G_{от,i}^{II,III}$	9.9	$\sum_i G_{от,i}^{II,III} = 4944\,800 - 1\,668\,800 - 48\,960 + 16\,500 = 3\,243\,500 \text{ т}$
8. Средний температурный перепад у потребителей II и III групп учета $\Delta t_{ср}^{II,III}$	9.6	$\Delta t_{ср}^{II,III} = \frac{210\,800 \cdot 10^3}{1 \cdot 3\,243\,500} = 65 \text{ }^\circ\text{C}$
9. Количество сетевой воды за отчетный период у данного потребителя II группы учета на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение G^{II}	9.10	$G^{II} = 11\,520 + 3460 + 1300 = 13\,680 \text{ т}$
10. Доля непроизводительной утечки за отчетный период данного потребителя II группы учета от общей утечки по системе теплоснабжения, соответствующая объему его системы теплоснабжения $G_{ут}^{II}$		$G_{ут}^{II} = \frac{38}{28\,330} \cdot 48\,960 = 66 \text{ т}$

Продолжение табл. 9.4

Искомая величина	Номер формулы	Расчет
1	2	3
11. Потери тепловой энергии с утечкой за отчетный период из местной системы теплоснабжения данного потребителя II группы учета $Q_{ут}$	9.5	$Q_{ут} = 1,66(131 - 5) \cdot 10^{-3} = 8 \text{ Гкал (33,44 ГДж)}$
12. Отпуск тепловой энергии за отчетный период данному потребителю II группы учета на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение Q^{II}	9.4	$Q^{\text{II}} = 1 \cdot 13\,680 \cdot 65 \cdot 10^{-3} + 8 = 897 \text{ Гкал (3\,755,739 ГДж)}$
13. Суммарный отпуск тепловой энергии за отчетный период всем потребителям II группы учета $\sum_{k=1}^n Q^{\text{II}}$	9.13	$\sum_{k=1}^n Q^{\text{II}} = 1 \cdot 1\,760\,000 \cdot 65 \cdot 10^{-3} = 114\,400 \text{ Гкал (478\,992,8 ГДж)}$
14. Суммарный отпуск тепловой энергии за отчетный период всем потребителям III группы учета на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение $\sum_k Q_k^{\text{III}}$	9.12	$\sum_k Q_k^{\text{III}} = 210\,800 + 114\,400 = 96\,400 \text{ Гкал (403\,626,8 ГДж)}$
15. Доля непроизводительной утечки данного потребителя III группы учета за отчетный период $G_{ут}^{\text{III}}$		$G_{ут}^{\text{III}} = \frac{12}{28\,330} \cdot 48\,960 = 21 \text{ т}$
16. Потери тепловой энергии с утечкой за отчетный период из местной системы теплоснабжения данного потребителя III группы учета $Q_{ут}^{\text{III}}$	9.15	$Q_{ут}^{\text{III}} = 1,21 \left(\frac{131 + 64}{2} - 5 \right) \cdot 10^{-3} = 1,9 \text{ Гкал (7,956 ГДж)}$
17. Отпуск тепловой энергии за отчетный период данному потребителю III группы учета на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение Q^{III}	9.11	$Q^{\text{III}} = \frac{6 \cdot 2}{1\,907} \cdot 96\,400 + 1,9 = 315,3 \text{ Гкал (1\,320,162 ГДж)}$

рагмами (камерными или дисковыми) с подключенными к ним переносными V или П-образными дифференциальными манометрами. Дифференциальные ртутные манометры можно применять только в закрытых системах теплоснабжения. Расчет нормальной измерительной диафрагмы приведен ниже. Измерительную диафрагму следует устанавливать на прямолинейном участке трубопровода независимо от положения этого участка в пространстве. На расстоянии не менее 10 диаметров до диафрагмы и не менее 5 диаметров после нее должны отсутствовать какие либо местные сопротивления. Записи по показывающим расходомерам и термометрам необходимо производить не реже 4 раз в смену. Записи показаний водомеров производят один раз в сутки.

В котельных, работающих с постоянным расходом сетевой воды в тепловой сети (потре-

бители имеют только отопительную нагрузку или на подогревателях горячего водоснабжения не установлены регуляторы температуры), замеры расхода теплоносителя с помощью переносных дифференциальных манометров можно производить периодически, но не реже двух раз в неделю при условии неизменной расчетной тепловой нагрузки подключенных потребителей и постоянной работы сетевых насосов с одинаковой характеристикой. На основе замеренных расходов воды определяют величину среднечасового расхода за сутки.

Для котельных мощностью до 10 Гкал/ч, отпускающих теплоту только на отопление, расход подпиточной воды при временном отсутствии водомера на трубопроводе подпитки может быть определен расчетным путем. Среднечасовой расход подпитки принимают равным 0,25 % объема воды в тепловой сети и непосредственно при-

**Таблица 9.5. ВЕДОМОСТЬ УЧЕТА СУТОЧНОГО
ОТПУСКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ОТ ИСТОЧНИКА ТЕПЛОТЫ**

ЗА _____ 19__ г.

Показатель отпуска тепловой энергии	Номер тепло- магистрали				Всего по источ- нику теплоты
	2	3	4	5	
1					6
Количество отпущен- ной сетевой воды, т за сутки с начала месяца					
Средняя температура воды в подающем тру- бопроводе, °С					
Количество возвра- щенной обратной сете- вой воды, т за сутки с начала месяца					
Средняя температура обратной сетевой во- ды, °С					
Величина подпитки водяной тепловой се- ти, т за сутки с начала месяца					
Средняя температура воды в холодном исто- чнике водоснабже- ния, °С					
Отпущено тепловой энергии с сетевой во- дой, Гкал за сутки с начала месяца					

соединенных к ним системах отопления. Объем воды в трубопроводах тепловых сетей и системах отопления определяют по удельным величинам, приведенным в табл. 9.1 и 9.2. По результатам записей показывающих приборов рассчитывают среднечасовые за сутки расходы и температуры теплоносителя. Суточный отпуск теплоты котельной $Q_{\text{сут}}$ [в Гкал/сут (ГДж/сут)] определяют в зависимости от места установки измерительных приборов по следующим формулам:

при установке расходомеров на подающих и обратных трубопроводах тепловой сети

$$Q_{\text{сут}} = c [G_{\text{п}}^{\text{р}} (t_{\text{п}}^{\text{р}} - t_{\text{п}}^{\text{об}}) - G_{\text{п}}^{\text{об}} (t_{\text{п}}^{\text{р}} - t_{\text{п}}^{\text{об}})] P \cdot 10^{-3},$$

при установке расходомеров на подающем трубопроводе тепловой сети и трубопроводе линии подпитки

$$Q_{\text{сут}} = c [G_{\text{п}}^{\text{р}} (t_{\text{п}}^{\text{р}} - t_{\text{п}}^{\text{об}}) + G_{\text{п}}^{\text{п}} (t_{\text{п}}^{\text{р}} - t_{\text{п}}^{\text{об}})] P \cdot 10^{-3},$$

при установке расходомеров на обратном трубопроводе тепловой сети и трубопроводе линии подпитки

$$Q_{\text{сут}} = c [G_{\text{п}}^{\text{об}} (t_{\text{п}}^{\text{р}} - t_{\text{п}}^{\text{об}}) + G_{\text{п}}^{\text{п}} (t_{\text{п}}^{\text{р}} - t_{\text{п}}^{\text{об}})] P \cdot 10^{-3},$$

где $c = 1$ ккал/(кг·°С); $G_{\text{п}}^{\text{р}}$, $G_{\text{п}}^{\text{об}}$ и $G_{\text{п}}^{\text{п}}$ — соответственно среднечасовые расходы сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети в котельной и среднечасовой расход подпиточной воды, т/ч; $t_{\text{п}}^{\text{р}}$, $t_{\text{п}}^{\text{об}}$ и $t_{\text{п}}^{\text{п}}$ — соответственно средние за сутки температуры сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети в котельной и средняя за сутки температура холодной воды, поступающей в подпиточное устройство, °С; P — число часов работы котельной в сутки, ч/сут.

Пример. Определить суточный отпуск теплоты котельной. Котельная имеет тепловые сети отопления и горячего водоснабжения (четырёхтрубная тепловая сеть). В котельной установлены следующие приборы для учета расхода теплоты: а) ртутные термометры на подающих и обратных трубопроводах тепловых сетей отопления и горячего водоснабжения, а также на трубопроводе исходной воды для подпитки сетей; б) водомеры на трубопроводах исходной воды для подпитки тепловых сетей, а также на обратном трубопроводе тепловой сети горячего водоснабжения; в) измерительная диафрагма на обратном трубопроводе тепловой сети отопления с подключенным к диафрагме переносным дифференциальным манометром.

Решение.

1. На основе обработки записей (12 замеров в сутки) показаний ртутных термометров получены следующие среднесуточные температуры: в подающем трубопроводе тепловой сети отопления $t_{\text{п}}^{\text{р}} = 80,5^{\circ}\text{C}$; в обратном трубопроводе тепловой сети отопления $t_{\text{п}}^{\text{об}} = 61^{\circ}\text{C}$; в подающем трубопроводе тепловой сети горячего водоснабжения $t_{\text{п}}^{\text{р}} = 65^{\circ}\text{C}$; в обратном трубопроводе тепловой сети горячего водоснабжения $t_{\text{п}}^{\text{об}} = 50^{\circ}\text{C}$; в трубопроводе исходной воды для подпитки обеих сетей $t_{\text{п}}^{\text{п}} = 7^{\circ}\text{C}$ (замер один раз в сутки).

2. Водомеры показали (один замер в сутки) следующие суточные расходы воды: в трубопроводе исходной воды для подпитки тепловой сети отопления $G_{\text{п.от}} = 168$ т/сут; в трубопроводе исходной воды для подпитки тепловой сети горячего водоснабжения $G_{\text{п.гв}} = 827,5$ т/сут; в обратном трубопроводе тепловой сети горячего водоснабжения $G_{\text{п.гв}} = 319,9$ т/сут.

3. На основе обработки записи показаний переносного дифференциального манометра (периодический замер — 2 раза в неделю) получен среднечасовой расход воды в обратном трубопроводе тепловой сети отопления $G_{\text{п.от}}^{\text{р}} = 193$ т/ч.

4. Суточный расход теплоты на отопление составляет:

$$Q_{\text{от,сут}} = c [G_{\text{п.от}}^{\text{р}} (t_{\text{п}}^{\text{р}} - t_{\text{п}}^{\text{об}}) + G_{\text{п.от}} (t_{\text{п}}^{\text{р}} - t_{\text{п}}^{\text{об}})] 10^{-3} = \\ = 1 \cdot [193(80,5 - 61) \cdot 24 + 168(80,5 - 61)] \cdot 10^{-3} = \\ = 102,7 \text{ Гкал/сут (430 ГДж/сут)}.$$

5. Суточный расход теплоты на горячее водоснабжение

$$Q_{\text{гв,сут}} = c [G_{\text{п.гв}} (t_{\text{п}}^{\text{р}} - t_{\text{п}}^{\text{об}}) + G_{\text{п.гв}} (t_{\text{п}}^{\text{р}} - t_{\text{п}}^{\text{об}})] 10^{-3} = \\ = 1 \cdot [319,9(65 - 50) + 827,5(65 - 50)] \cdot 10^{-3} = \\ = 52,8 \text{ Гкал/сут (221,07 ГДж/сут)}.$$

6. Суточный расход теплоты котельной

$$Q_{\text{кот,сут}} = Q_{\text{от,сут}} + Q_{\text{гв,сут}} = 102,7 + 52,8 = \\ = 155,5 \text{ Гкал/сут (634,08 ГДж/сут)}.$$

Расчет нормальной острой измерительной диафрагмы производят по формуле (7.1), при этом плотность воды γ принимают для средней температуры воды в течение отопительного се-

Предприятие _____

Котельная _____

Таблица 9.6. ВЕДОМОСТЬ СУТОЧНОГО УЧЕТА ОТПУСКА ТЕПЛОТЫ

за _____ 198 г.

Наименование измеряемых величин	Время замеров												Среднесуточные температуры и расходы воды	Примечание
	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22		
Температура воды в трубах проводах тепловой сети, °С: в подающем в обратном														
Температура воды в трубо- проводах сети горячего водо- снабжения, °С: в подающем в обратном														
Температура воды в трубо- проводе подпитки, °С														
Расход воды в трубопро- водах тепловой сети, т/ч: в обратном (подающем) в подпитке (обратном)														
Расход воды в трубопрово- дах сети горячего водоснаб- жения, т/ч: в обратном в подпитке														

Суточный расход теплоты в тепловых сетях, Гкал (ГДж)

Суточный расход теплоты в сетях горячего водоснабжения, Гкал (ГДж)

Начальник производственного отдела _____

(подпись, фамилия)

Начальник котельной _____

(подпись, фамилия)

зона. При расчете измерительной диафрагмы должно быть соблюдено условие $0,05 \leq m \leq 0,7$. Чертеж дисковой измерительной диафрагмы показан на рис. 9.5.

Пример расчета. Определить диаметр измерительной диафрагмы, устанавливаемой на подающем трубопроводе, для подключения к ней дифференциального манометра типа ДТ-50, если дано: внутренний диаметр трубопровода $D_{вн} = 257$ мм; расчетный расход сетевой воды $G_p = 200$ т/ч. Дифманометр заполнен водой, над которой находится воздух; температура сетевой воды изменяется от 70 до 150°С.

Решение. 1. Учитывая размер шкалы дифманометра типа ДТ-50 (700 мм), принимаем $h = 500$ мм.

2. Поскольку заполнителем в дифманометре является вода, над которой находится воздух, $A = 0,01251$.

3. Из условия $0,05 \leq m \leq 0,7$ принимаем $m = 0,5$.

4. Определяем диаметр диафрагмы:

$$d = D_{вн} \sqrt{m} = 257 \sqrt{0,5} = 181,7 \text{ мм.}$$

Производим проверку рассчитанного диаметра измерительной диафрагмы.

1. По графику (см. рис. 7.2) определим коэффициент α по принятой величине m , откуда $\alpha = 0,695$.

2. По табл. 1.4 находим среднюю плотность сетевой воды в подающем трубопроводе (при

$$t_{ср} = \frac{70 + 150}{2} = 110^\circ\text{С}; \gamma = 951 \text{ кг/м}^3.$$

3. Вычисляем расход (в т/ч) сетевой воды при принятом перепаде: $G = 0,01251 \cdot 0,695 \cdot 181,7^2 \cdot 10^{-3} \cdot 500 \cdot 951 = 197,9$ т/ч.

Следовательно, для рассчитанного диаметра измерительной диафрагмы $d = 181,7$ мм при перепаде $h = 500$ мм измеренный расход сетевой воды составляет 197,9 т/ч. Далее для удобства измерения расхода сетевой воды дифманометром строим график зависимости расхода воды G от перепада h по формуле (7.1).

Расчет потребления тепловой энергии при временном отсутствии регистрирующих приборов. При временном отсутствии водомеров расход сетевой воды на отопление и вентиляцию определяют по перепаду давлений на сопле элеватора или дроссельной диафрагме по формулам (т/ч):

$$G = 11,85 d_c^2 \sqrt{H_{эл}}; \quad G = 10 d_{др}^2 \sqrt{H_{др}},$$

где d_c и $d_{др}$ — соответственно диаметр отверстия сопла элеватора и дроссельной шайбы, мм; $H_{эл}$ и $H_{др}$ — соответственно перепад напоров на сопле элеватора и дроссельной шайбе, м.

Перепад напоров на сопле элеватора и дроссельной шайбе измеряют манометром класса 1,0.

Организация учета. Установку и эксплуатацию приборов учета теплоты в котельных и

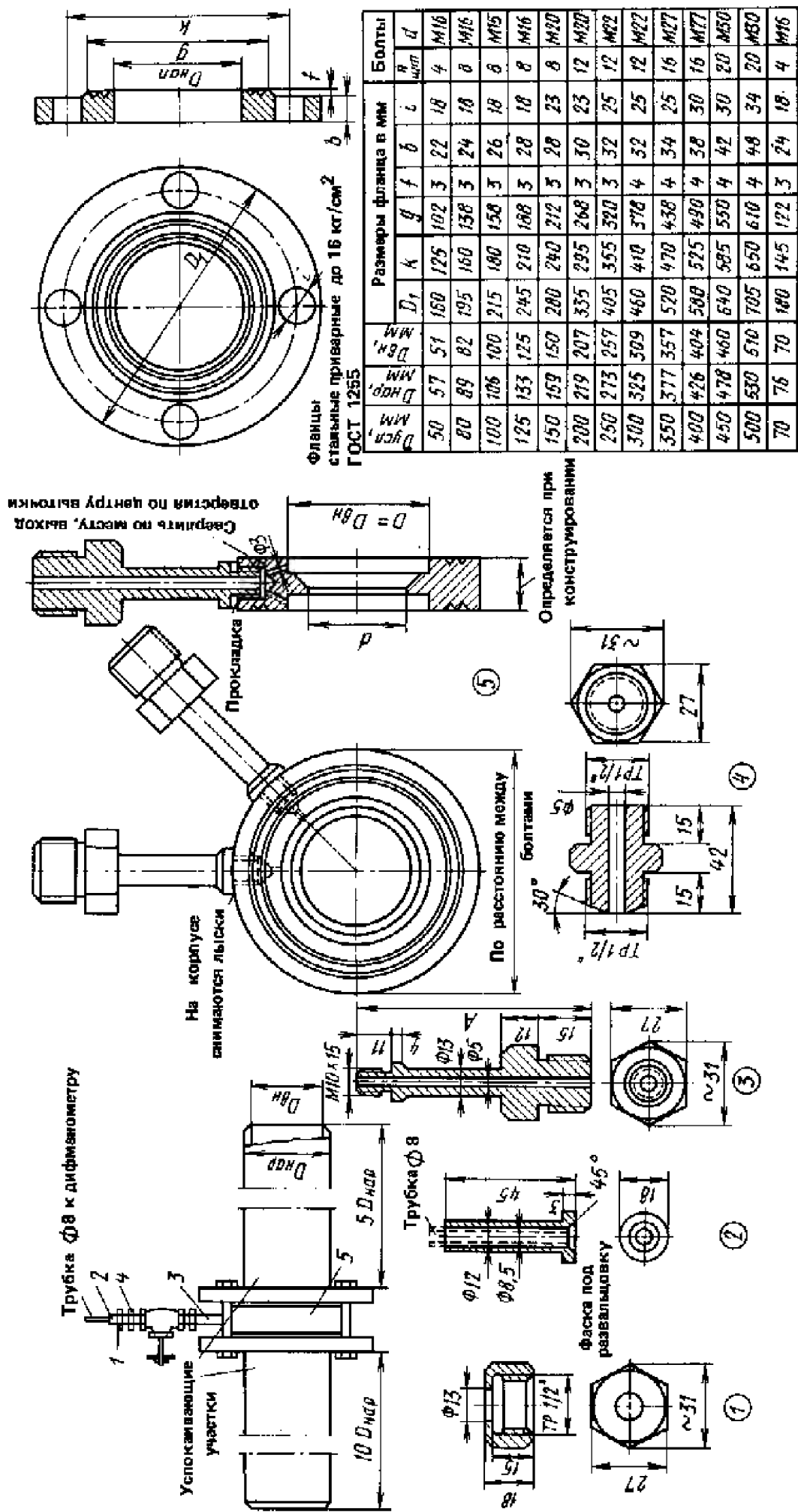


Рис. 9.5. Чертеж дисковой измерительной диафрагмы

Дисковая измерительная диафрагма для труб диаметром до 500 мм.

тепловых пунктах, находящихся на балансе теплоэнергетических предприятий, производят персонал измерительных лабораторий (службы КИПиА) этих предприятий. Приборы учета теплоты в тепловых пунктах, находящихся на балансе ЖЭК, домоуправлений различных ведомств, устанавливает персонал этих ведомств. О техническом состоянии приборов учета, их включении в эксплуатацию составляют акт с участием представителей энергетического предприятия и потребителя теплоты. Эксплуатацию приборов учета в этом случае осуществляет соответствующий персонал теплоэнергетических предприятий на договорных началах. Показания приборов снимает дежурный персонал потребителя под периодическим контролем теплоэнергетического предприятия.

Энергоснабжающая организация должна проводить перед каждым отопительным сезоном инструктаж дежурного персонала потребителей о порядке и правилах снятия показаний приборов. Обработку диаграмм самопишущих приборов и суточных ведомостей, а также расчет суточных и месячных расходов тепловой энергии, отпущенной котельной и полученной потребителями, выполняют производственно-технические отделы предприятий, на балансе или обслуживании которых находятся приборы учета.

9.4. ПЕРЕВОД РАБОТЫ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НА ПОВЫШЕННЫЙ ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК

Перевод работы системы теплоснабжения на повышенный температурный график является одним из наиболее рациональных методов увеличения пропускной способности тепловых сетей, позволяющим избежать больших капитальных затрат на перекладку трубопроводов сетей или строительство насосных перекачивающих станций. Кроме того, при переводе сетей на повышенный график обеспечивается значительная экономия электроэнергии на перекачку теплоносителя за счет снижения удельных расходов сетевой воды на подключенную тепловую нагрузку потребителей. Основной задачей построения режима системы теплоснабжения при переводе на повышенный температурный

график действующих тепловых сетей является определение нового расчетного расхода теплоносителя и новой расчетной температуры воды в обратном трубопроводе при условии сохранения неизменной тепловой производительности теплопотребляющих приборов.

Новые расходы теплоносителя в расчетных условиях определяют по формуле

$$G'_p = y G_p, \quad (9.21)$$

где G'_p и G_p — расход сетевой воды соответственно при новом и первоначальном температурных графиках; y — отношение нового расхода воды к первоначальному.

Для систем отопления, присоединенных к тепловой сети через элеватор с целью обеспечения нормальной работы системы отопления и сохранения ее расчетной тепловой отдачи при переводе сети на повышенный температурный график расход и температура смешанной воды должны сохраняться неизменными. Это достигается изменением коэффициента смешения элеватора, новое значение которого вычисляют по формуле

$$u' = \frac{t'_{1p} - t_{2p}}{t_{1p} - t_{2p}}, \quad (9.22)$$

где t'_{1p} — расчетная температура воды в подающем трубопроводе по новому температурному графику; t_{2p} и t_{2p} — соответственно расчетные температуры воды в обратном трубопроводе и смешанной воды по первоначальному температурному графику.

Величину y в этом случае определяют по формуле

$$y = \frac{t_{1p} - t_{2p}}{t'_{1p} - t'_{2p}}, \quad (9.23)$$

где t_{1p} — расчетная температура воды в подающем трубопроводе по первоначальному температурному графику.

Для систем отопления, оборудованных конвективно-излучающими приборами и непосредственно подключенных к тепловым сетям исходя из условия неизменности тепловой отдачи при переводе на повышенный температурный график новое значение расчетной температуры воды в обратном трубопроводе и величину y определяют по формулам:

$$t'_{2p} = (t_{1p} + t_{2p} - t'_{1p}); \quad (9.24)$$

$$y = \frac{t_{1p} - t_{2p}}{t'_{1p} - t'_{2p}}, \quad (9.25)$$

где t'_{2p} — расчетная температура воды в обратном трубопроводе по новому температурному графику.

Необходимо отметить, что перевод отопительных систем, непосредственно подключаемых к тепловым сетям на повышенный температурный график, связан со значительным увеличением теплоперепада и сокращением расхода теплоносителя в системе. Это обстоятельство может вызвать в зданиях с числом этажей более двух или с большой протяженностью отопительной системы гидравлическую разрегулировку. Избежать гидравлической разрегулировки можно за счет перевода работы систем отопления на элеваторное присоединение с величиной коэффициента смешения, определяемого по формуле

$$\alpha' = \frac{t_{1p} - t_{1p}}{t_{1p} - t_{2p}} \quad (9.26)$$

Величину y в этом случае находят по формуле (9.23). Для калориферных установок при переводе на работу по повышенному температурному графику величина y с достаточной для практических расчетов точностью может быть определена по номограмме, показанной на рис. 9.6, в зависимости от величины:

$$A = t_{1p} + t_{1n}$$

где t_{1p} и t_{1n} — расчетные температуры воздуха соответственно на выходе и входе калорифера.

Новое значение температуры обратной воды от калориферной установки определяют по формуле

$$t_{2p} = t_{1p} - \frac{t_{1p} - t_{2p}}{y} \quad (9.27)$$

При переводе работы тепловой сети на повышенный температурный график следует произвести проверку компенсационной способности сети.

Пример. При переводе системы теплоснабжения с температурного графика 130—70°C на повышенный график 150°C требуется определить новые параметры работы: а) системы отопления жилого дома с элеваторным присоединением к тепловой сети, $G_p = 6$ т/ч; б) системы отопления четырехэтажного производственного здания, оборудованной конвективно-излучающими приборами и непосредственно присоединенной к тепловой сети, $G_p = 4$ т/ч; в) калориферной отопительной установки при температуре воздуха в помещении $t_{1n} = 16^\circ\text{C}$ и расчетном нагреве воздуха в установке $t_{1p} = 60^\circ\text{C}$, $G_p = 0,3$ т/ч.

1. Для системы отопления жилого дома по формулам (9.21) — (9.23) определяем новые значения коэффициента смешения и расчетного расхода сетевой воды:

$$\alpha' = \frac{150 - 95}{95 - 70} = 2,2;$$

$$y = \frac{130 - 70}{150 - 70}$$

$$G'_p = 0,75 \cdot 6 = 4,5 \text{ т/ч.}$$

2. Для системы отопления производственного здания по формулам (9.25), (9.26), (9.22) определяем новые расчетные значения температуры воды в обратном трубопроводе и расхода сетевой воды:

$$t_{2p} = (130 + 70) - 150 = 50^\circ\text{C};$$

$$y = \frac{130 - 70}{150 - 50} = 0,6;$$

$$G_p = 0,6 \cdot 4 = 2,4 \text{ т/ч.}$$

Учитывая, что такое значительное сокращение расхода теплоносителя в системе отопления приведет к ее гидравлической разрегулировке, принимаем решение об установке на тепловом пункте здания элеватора. В этом случае расход теплоносителя в системе отопления и расчетная температура воды в обратном трубопроводе будут соответствовать первоначальным.

Необходимый коэффициент смешения элеватора определяем по формуле (9.26):

$$\alpha' = \frac{150 - 130}{130 - 70} = 0,33.$$

Новый расчетный расход сетевой воды вычисляем по формулам (9.23), (9.21):

$$y = \frac{130 - 70}{150 - 70} = 0,75;$$

$$G'_p = 0,75 \cdot 4 = 3 \text{ т/ч.}$$

3. Для калориферной установки величину y находим по номограмме (см. рис. 9.6), для этого определяем величину

$$t_{1p} + t_{1n} = 60 + 16 \approx 80^\circ\text{C}.$$

Далее на оси A номограммы находим значение t_{1p} , соответствующее 150°C , и по ключу $A \rightarrow t_{1p} + t_{1n} \rightarrow y$ определяем значение $y = 0,638$. При этом величина $t_{1p} + t_{1n}$ расположена на кривой температурного графика 130—70°C. Порядок нахождения величины показан на рис. 9.6 стрелками.

Новые расчетные значения расхода воды на калориферную установку и температуры воды от нее определяем по формулам (9.21), (9.27):

$$G'_p = 0,638 \cdot 0,3 = 0,19 \text{ т/ч};$$

$$t_{2p} = 150 - \frac{130 - 70}{0,638} = 56^\circ\text{C}.$$

9.5. ПЕРЕХОД РАБОТЫ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НА НОВУЮ РАСЧЕТНУЮ ТЕМПЕРАТУРУ НАРУЖНОГО ВОЗДУХА

В последние годы для значительного числа городов строительными нормами и правилами установлены новые расчетные температуры наружного воздуха для проектирования систем

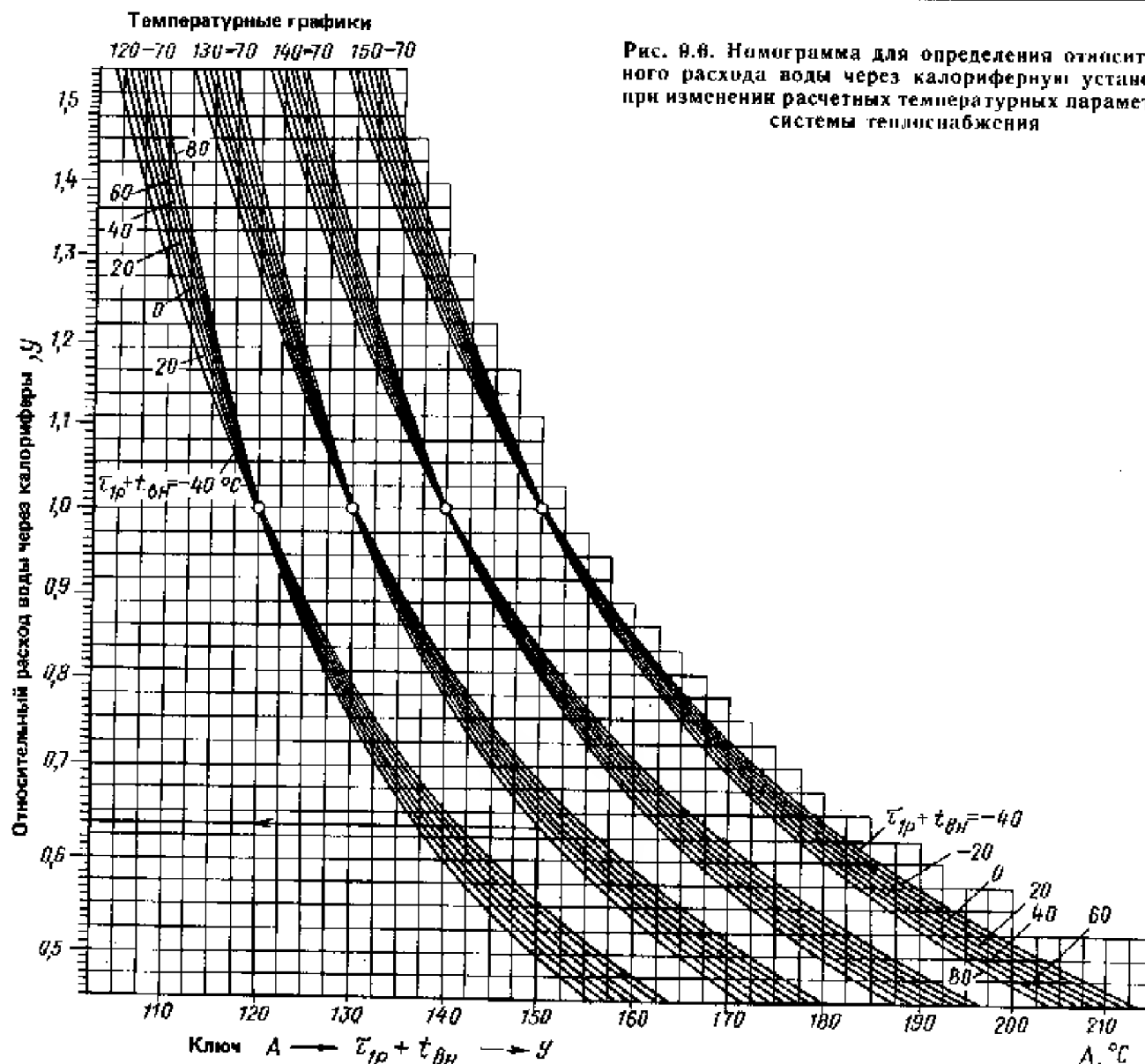


Рис. 9.8. Номограмма для определения относительного расхода воды через калориферную установку при изменении расчетных температурных параметров системы теплоснабжения

отопления. В связи с этим для действующих систем теплоснабжения, запроектированных на старые расчетные температуры наружного воздуха, необходима разработка новых режимов работы, так как в противном случае будет наблюдаться значительный перерасход тепловой энергии (при переходе на повышенную расчетную температуру наружного воздуха) или нарушение качества теплоснабжения потребителей (при переходе на пониженную расчетную температуру наружного воздуха).

При изменении расчетной температуры наружного воздуха по отношению к той, на которую были запроектированы системы теплоснабжения, новые тепловые нагрузки на отопление и вентиляцию рассчитывают по формуле

$$Q'_p = Q_p \frac{t_{в.п.} - t'_{н.р.}}{t_{в.п.} - t_{н.р.}}$$

где Q'_p , Q_p — тепловые нагрузки соответственно при новой и первоначальной расчетной температурах наружного воздуха; $t_{в.п.}$ — расчетная внутренняя температура воздуха в помещении; $t'_{н.р.}$, $t_{н.р.}$ — со-

ответственно новая и первоначальная расчетные температуры наружного воздуха.

Ниже рассмотрены методы построения нового режима регулирования отпуска теплоты при переходе работы системы теплоснабжения на повышенную и пониженную расчетные температуры наружного воздуха.

Переход работы на повышенную расчетную температуру наружного воздуха. Наиболее рационально новый режим отпуска теплоты может быть построен при условии принятия за новую расчетную температуру воды в подающем трубопроводе t'_{1p} первоначальной расчетной температуры: t_{1p} , т.е. при $t'_{1p} = t_{1p}$ (рис. 9.7). Для систем отопления, оборудованных конвективно-излучающими приборами и непосредственно присоединенных к тепловой сети, новые значения расчетных температуры воды в обратном трубопроводе t'_{2p} и расхода сетевой воды G'_p определяют по формулам:

$$t'_{2p} = t_1 + t_2 - t_{1p}$$

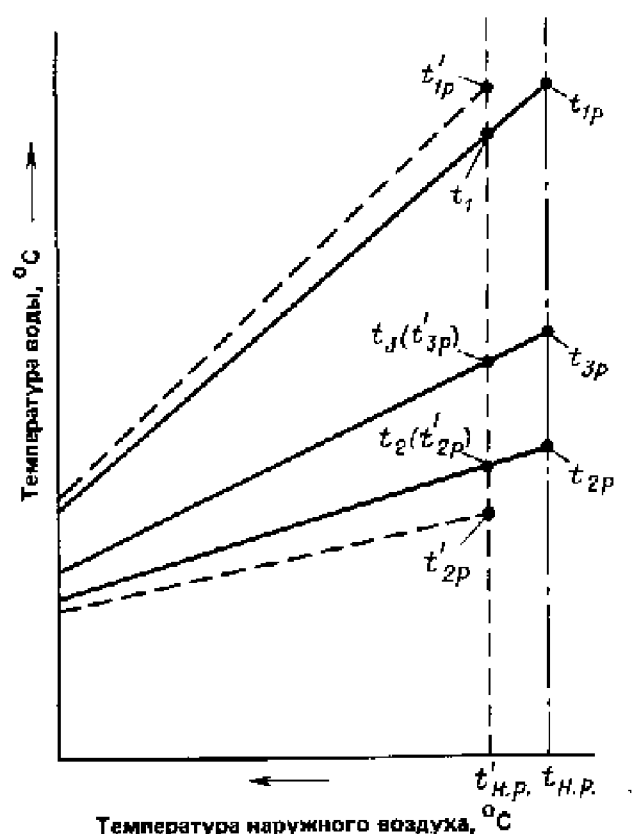


Рис. 9.7. График температур воды в тепловой сети при переходе системы теплоснабжения на новую повышенную расчетную температуру наружного воздуха

$$G_p' = \frac{Q_p'}{t_p' - t_{2p}'}, \quad (9.28)$$

коэффициента смешения элеватора, новое значение которого вычисляют по формуле

$$\alpha' = \frac{t_{1p}' - t_{3p}'}{t_{3p}' - t_{2p}'},$$

Новое значение расхода сетевой воды находят по формуле (9.28).

где t_1 и t_2 — температуры воды в подающем и обратном трубопроводах при новой расчетной температуре наружного воздуха по графику, составленному для первоначальной расчетной температуры наружного воздуха.

Для отопительных систем с элеваторным присоединением к тепловой сети в целях сохранения первоначального расхода теплоносителя в системе новые расчетные температуры смешанной воды t_{3p}' и воды в обратном трубопроводе t_{2p}' принимают равными температурам смешанной воды t_3 и воды в обратном трубопроводе t_2 по первоначальному графику при новой расчетной температуре наружного воздуха. Это обеспечивается изменением первоначального

коэффициента смешения элеватора, новое значение которого вычисляют по формуле

$$\alpha' = \frac{t_{1p}' - t_{3p}'}{t_{3p}' - t_{2p}'},$$

Новое значение расхода сетевой воды находят по формуле (9.28).

Для calorиферных установок новое расчетное значение расхода воды при переходе на новую расчетную температуру наружного воздуха может быть определено по номограмме (см. рис. 9.6) в зависимости от величины A , равной:

$$A = t_{\text{ов}} + (t_{1p} - t_{\text{ов}}) \cdot \frac{t_{\text{ок}} - t_{\text{нр}}}{t_{\text{ок}} - t_{\text{нр}}'}$$

Новые расчетные значения расхода воды и расчетной температуры обратной воды от calorиферной установки вычисляют по формулам (9.27) и (9.28). Данный метод построения нового режима отпуска теплоты обеспечивает увеличение пропускной способности сетей по теплоте и снижение расхода электроэнергии на перекачку теплоносителя за счет увеличения расчетного температурного перепада в системе теплоснабжения по сравнению с первоначальным.

Переход работы системы теплоснабжения на новую пониженную расчетную температуру наружного воздуха. Возможны два варианта построения нового режима отпуска теплоты при переходе на пониженную расчетную температуру наружного воздуха. При первом варианте значение новой расчетной температуры воды в подающем трубопроводе принимают равной первоначальной расчетной температуре t_{1p} , т.е. $t_{1p}' = t_{1p}$ (рис. 9.8,а). Величины новых расчетных значений температур воды в обратном трубопроводе и расходов сетевой воды в этом случае определяют в соответствии с приведенной выше методикой по переходу на повышенную расчетную температуру наружного воздуха. Недостатками этого нового режима является увеличение расхода сетевой воды и соответственно расхода электроэнергии на перекачку теплоносителя из-за снижения расчетного температурного перепада в системе теплоснабжения по сравнению с первоначальным режимом.

При втором варианте построения нового режима температурный график, соответствующий первоначальной расчетной наружной температуре, продлевают до наружной температуры, равной новой расчетной (рис. 9.8,б). При этом

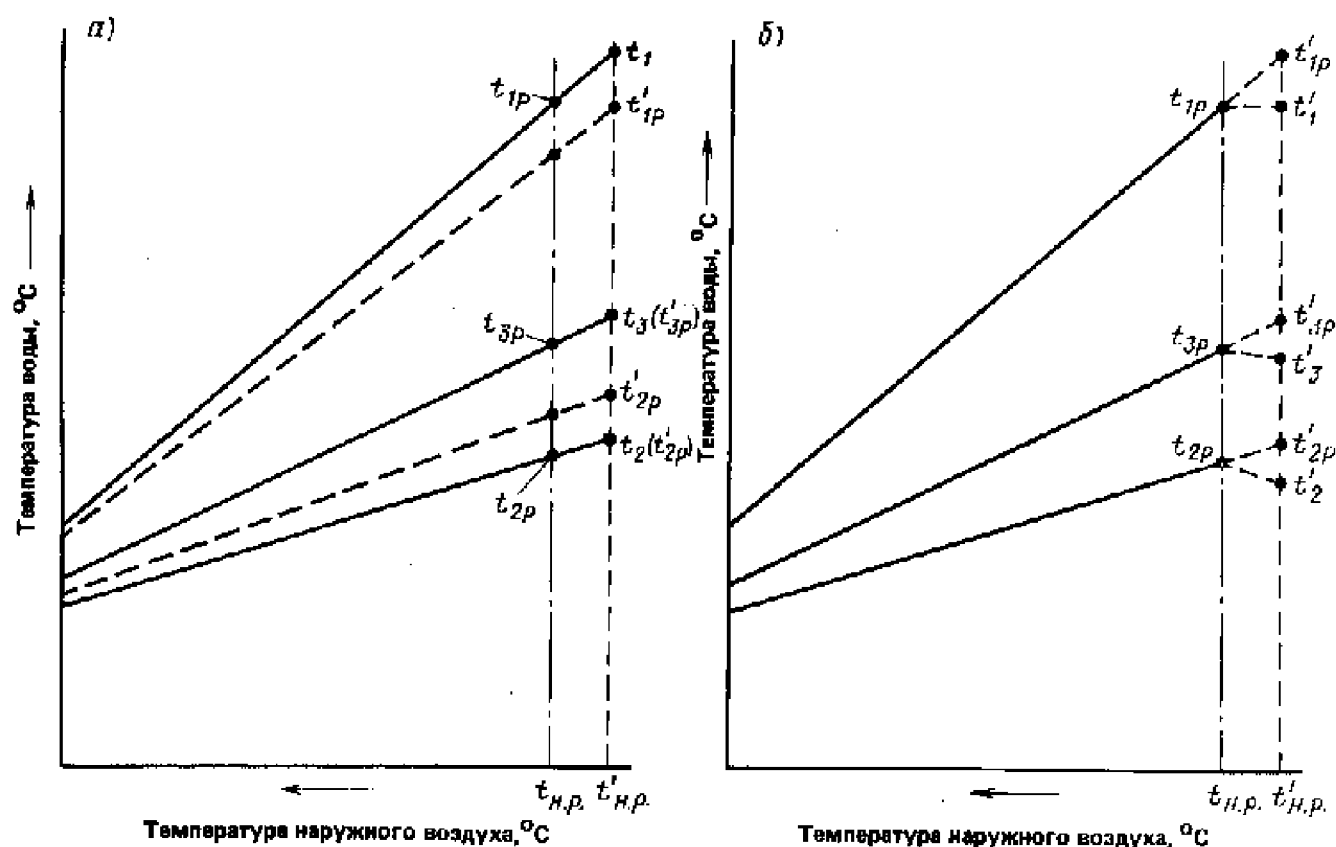


Рис. 9.8. График температур воды в тепловой сети при переходе системы теплоснабжения на новую расчетную температуру наружного воздуха
 а — первый вариант; б — второй вариант

воды в обратном трубопроводе t'_2 и смешанной t'_3 на диапазоне срезки температурного графика определяют по формулам (4.12).

новой расчетной температуре наружного воздуха $t'_{н.р.}$ будут соответствовать новые расчетные температуры воды в подающем и обратном трубопроводах t'_{1p} и t'_{2p} . Новые расчетные расходы сетевой воды соответствуют первоначальным.

Следует отметить, что такой переход системы теплоснабжения на новую расчетную температуру наружного воздуха требует повышения расчетной температуры воды в подающем трубопроводе по сравнению с первоначальной. Это не всегда возможно из-за недостаточной компенсационной способности сети и условий работы теплоприготовительной установки источника теплоты. В этом случае применение данного режима может быть осуществлено со срезкой температурного графика при максимальной температуре воды в подающем трубопроводе, отвечающей условиям работы данной системы теплоснабжения.

Практика эксплуатации показывает, что уменьшение теплоотдачи систем отопления при величине диапазона срезки температурного графика порядка 3–4°C существенно не влияет на температурный режим зданий. Температуру

9.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО РАСЧЕТНОГО РАСХОДА ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ НА ТЕПЛОВЫЕ ПУНКТЫ В ЗАКРЫТОЙ СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Важным направлением, улучшающим технико-экономические показатели тепловых сетей, является сокращение расчетных расходов теплоносителя, которое приводит к увеличению пропускной способности сетей и создает возможности присоединения новых потребителей без дополнительных капиталовложений. Резервы сокращения расходов теплоносителя при эксплуатации тепловых сетей могут быть реализованы за счет более эффективного использования установленной поверхности нагрева теплопотребляющих приборов и аппаратов, в частности, водо-водяных подогревателей, широко применяемых на тепловых пунктах потребителей для присоединения систем горячего водоснабжения.

Избыточная величина поверхности нагрева

вода водяных подогревателей связана с запасом ее, принимаемым при проектировании, а также с тем, что фактическая нагрузка горячего водоснабжения ряда потребителей зачастую не достигает значений, заложенных в проекте. Кроме того, новые нормативные документы (СНиП 2.04.01—85 «Внутренний водопровод и канализация зданий») допускают снижение температуры горячей воды у потребителей при закрытой системе теплоснабжения до 50°C по сравнению с ранее регламентированным значением 60°C. Все эти причины позволяют при эксплуатации значительно сократить расчетный расход сетевой воды на тепловые пункты в закрытой системе, однако для этого необходимо применение особого метода расчета расхода теплоносителя на горячее водоснабжение, базирующегося наряду с известными тепловыми нагрузками также и на фактически установленной поверхности нагрева подогревателей.

Такой подход к эксплуатационному расчету теплового пункта дает дополнительную возможность учета его индивидуальных особенностей: реальной величины накипеобразования в трубах подогревателей, отступлений от проекта, допущенных при монтаже, например, перераспределения числа секций по ступеням подогрева воды, и т. п. Вместе с тем расчет по фактической поверхности нагрева позволяет определить новый расчетный расход теплоносителя при изменении проектной схемы включения подогревателей, вызванной особенностями эксплуатации конкретного теплового пункта.

Эксплуатационный расчетный расход сетевой воды при параллельной схеме включения подогревателя. Эксплуатационный расчетный расход сетевой воды на параллельно включенный подогреватель горячего водоснабжения находят при температуре воды в подающей линии (70°C), соответствующей точке излома температурного графика, исходя из коэффициентов N , определяющих его расчетный температурный режим: при $t_r=50^\circ\text{C}$; $N=0,7$; при $t_r=60^\circ\text{C}$; $N=0,85$. При определении эксплуатационного расхода используют коэффициент M_1 , характеризующий фактические теплотехнические данные подогревателя:

$$M_1 = 0,55 \mu,$$

где μ — число секций подогревателя; μ — коэффициент, определяемый загрязненностью теплоотдающей поверхности подогревателя, который находят по табл. 9.7.

Таблица 9.7. КОЭФФИЦИЕНТ ЗАГРЯЗНЕННОСТИ ПОДОГРЕВАТЕЛЯ

Толщина отложений на трубках, мм	μ	Толщина отложений на трубках, мм	μ
0,1	0,86	0,9	0,55
0,2	0,80	1,0	0,53
0,3	0,75	1,1	0,50
0,4	0,71	1,2	0,48
0,5	0,67	1,5	0,44
0,6	0,63	1,8	0,40
0,7	0,60	2,0	0,37
0,8	0,58		

Эксплуатационный расчетный расход сетевой воды определяют по формуле

$$G_r^p = (q_r^p Q_r^p) / P, \quad (9.29)$$

где Q_r^p — расчетный расход теплоты на горячее водоснабжение, Гкал/ч (ГДж/ч); при установке регуляторов постоянства расхода $Q_r^p = Q_r^{\text{н.к.}}$, при установке только регулятора постоянства температуры $Q_r^p = 1,15 Q_r^{\text{н.к.}}$.

Величина g_r^p при $t_r=50^\circ\text{C}$ составляет 22,2 т/Гкал; при $t_r=60^\circ\text{C}$ $g_r^p = 18,2$ т/Гкал. Значение P находят по табл. 9.8 в зависимости от коэффициентов N и M_1 методом линейной интерполяции.

Температуру обратной сетевой воды за параллельно включенным подогревателем в точке излома температурного графика находят по формуле

$$t_{\text{об.п.}} = 70 - (Q_r^p \cdot 10^3) / G_r^p, \quad (9.30)$$

а температуру обратной воды, выходящей от теплового пункта, определяют по зависимости

$$t_{\text{о.п.}} = 70 - \frac{(Q_r^p + Q_{\text{от.п.}}) 10^3}{G_c^p + G_r^p}, \quad (9.31)$$

где $Q_{\text{от.п.}}$ — расход теплоты на отопление в точке излома графика, Гкал/ч (ГДж/ч);

$$Q_{\text{от.п.}} = \frac{t_{\text{в}} - t_{\text{н.п.}}}{t_{\text{в}} - t_{\text{н.р}}} Q_{\text{от.г.}}$$

G_c^p — расчетный расход сетевой воды на отопление, т/ч.

Пример. Определить эксплуатационный расчетный расход сетевой воды для параллельно включенного подогревателя и температуру обратной воды на тепловом пункте с нагрузками $Q_r^p=0,8$ Гкал/ч $Q_{\text{от.п.}}=0,8$ Гкал/ч. Исходные температурные данные для расчета: $t_{\text{г.п.}}=150^\circ\text{C}$; $t_{\text{г.р.}}=70^\circ\text{C}$; $t_r=50^\circ\text{C}$; $t_{\text{н.р.}}=-26^\circ\text{C}$; $t_{\text{н.п.}}=+2,5^\circ\text{C}$. Подогреватель состоит из четырех секций, коэффициент загрязненности $\mu=0,8$.

Решение. Коэффициент $N=0,7$. Определяем коэффициент M_1 :

$$M_1 = 0,55 \cdot 0,8 \cdot 4 = 1,76.$$

Таблица 9.8. ЗНАЧЕНИЯ N ДЛЯ РАСЧЕТА ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ И ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ СХЕМ ВКЛЮЧЕНИЯ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ

$P(V)$	Коэффициент M_1									
	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3
0,2	0,567	0,644	0,706	0,757	0,799	0,833	0,862	0,885	0,904	0,920
0,3	0,488	0,561	0,622	0,674	0,718	0,755	0,787	0,815	0,839	0,859
0,4	0,435	0,503	0,561	0,611	0,654	0,692	0,725	0,754	0,780	0,802
0,5	0,395	0,459	0,514	0,562	0,603	0,640	0,673	0,702	0,728	0,751
0,6	0,365	0,424	0,476	0,521	0,561	0,597	0,628	0,657	0,682	0,705
0,7	0,340	0,396	0,444	0,487	0,525	0,559	0,590	0,617	0,642	0,664
0,8	0,319	0,372	0,418	0,459	0,495	0,527	0,556	0,582	0,606	0,628
0,9	0,301	0,351	0,395	0,434	0,468	0,499	0,526	0,551	0,574	0,595
1,0	0,286	0,333	0,375	0,412	0,444	0,474	0,500	0,524	0,545	0,565
1,1	0,272	0,318	0,356	0,392	0,423	0,451	0,476	0,499	0,519	0,538
1,2	0,260	0,304	0,342	0,375	0,405	0,431	0,455	0,476	0,496	0,514

Продолжение табл. 9.8

$P(V)$	Коэффициент M_1										
	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4
0,2	0,934	0,945	0,954	0,961	0,968	0,973	0,978	0,981	0,984	0,987	0,989
0,3	0,877	0,892	0,906	0,917	0,928	0,937	0,944	0,951	0,957	0,962	0,967
0,4	0,822	0,840	0,856	0,870	0,883	0,894	0,904	0,913	0,922	0,929	0,936
0,5	0,772	0,791	0,808	0,823	0,837	0,850	0,862	0,872	0,882	0,891	0,899
0,6	0,726	0,745	0,763	0,778	0,793	0,807	0,819	0,830	0,841	0,851	0,860
0,7	0,684	0,704	0,721	0,737	0,751	0,765	0,778	0,789	0,800	0,810	0,820
0,8	0,648	0,666	0,683	0,698	0,712	0,726	0,738	0,750	0,761	0,771	0,780
0,9	0,614	0,631	0,648	0,662	0,676	0,689	0,701	0,712	0,723	0,733	0,742
1,0	0,583	0,600	0,615	0,630	0,643	0,655	0,667	0,677	0,688	0,697	0,706
1,1	0,555	0,571	0,586	0,599	0,612	0,624	0,635	0,645	0,654	0,663	0,672
1,2	0,530	0,545	0,559	0,572	0,583	0,594	0,605	0,614	0,623	0,632	0,640

Из табл. 9.8 находим близкие к величине 0,7 значения N для $M_1 = 1,76$:

$$\text{при } P=0,8 \quad N=0,698 + (0,712 - 0,698) \frac{1,76-1,7}{1,8-1,7} = 0,706;$$

$$\text{при } P=0,9 \quad N=0,662 + (0,676 - 0,662) \frac{1,76-1,7}{1,8-1,7} = 0,670.$$

По этим значениям N определим искомое значение P :

$$0,7 = 0,706 + (0,670 - 0,706) \frac{P-0,8}{0,9-0,8},$$

$$\text{откуда } P=0,8 + (0,9-0,8) \frac{0,7-0,706}{0,67-0,706} = 0,82.$$

Эксплуатационный расчетный расход сетевой воды на подогреватель равен:

$$G_p^p = \frac{22,2 \cdot 0,6}{0,82} = 16,2 \text{ т/ч.}$$

Температура обратной сетевой воды за подогревателем в точке излома температурного графика равна:

$$t_{г.в.} = 70 - \frac{0,6 \cdot 10^3}{16,2} = 33^\circ\text{C.}$$

Расчетный расход сетевой воды на систему отопления составляет:

$$G_c^p = \frac{0,8 \cdot 10^3}{150-70} = 10,0 \text{ т/ч.}$$

Расход теплоты на систему отопления в точке излома температурного графика составляет

$$Q_{от} = \frac{18-2,5}{18+26} \cdot 0,8 = 0,283 \text{ Гкал/ч (1,184 ГДж/ч).}$$

Температура обратной воды от теплового пункта в точке излома температурного графика равна:

$$t_{об} = 70 - \frac{(0,6 + 0,283) \cdot 10^3}{10,0 + 16,2} = 36,3^\circ\text{C.}$$

Эксплуатационный расчетный расход сетевой воды при смешанной схеме включения подогревателей. Эксплуатационный расчетный расход сетевой воды на вторую ступень подогревательной установки, включенной по смешанной схеме, определяем в точке излома температурного графика из следующего уравнения, которое решается методом подбора:

$$[1 + T \cdot V(1 + \frac{Q_{от.н}}{Q_p^p})] N_1 = 1 + T N_2. \quad (9.32)$$

Таблица 9.9. ЗНАЧЕНИЯ N_1 ДЛЯ РАСЧЕТА ПЕРВОЙ СМЕШАННОЙ СХЕМЫ ВКЛЮЧЕНИЯ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ

C	Коэффициент M_1									
	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3
0,1	0,755	0,843	0,910	0,960	0,997	1,03	1,05	1,06	1,07	1,08
0,2	0,639	0,739	0,823	0,893	0,951	1,00	1,04	1,08	1,10	1,13
0,3	0,572	0,675	0,765	0,845	0,915	0,976	1,03	1,08	1,12	1,16
0,4	0,526	0,630	0,723	0,809	0,886	0,957	1,02	1,08	1,13	1,18
0,5	0,493	0,596	0,692	0,781	0,864	0,942	1,01	1,08	1,14	1,20
0,6	0,467	0,569	0,666	0,758	0,846	0,929	1,01	1,08	1,15	1,22
0,7	0,445	0,547	0,645	0,740	0,831	0,919	1,0	1,09	1,17	1,24
0,8	0,428	0,529	0,628	0,724	0,819	0,911	1,0	1,09	1,18	1,26
0,9	0,413	0,513	0,613	0,711	0,809	0,905	1,0	1,09	1,19	1,28
1,0	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3
1,1	0,389	0,488	0,589	0,690	0,793	0,896	1,0	1,11	1,21	1,32

Продолжение табл. 9.9

V	Коэффициент M_1										
	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4
0,1	1,09	1,10	1,10	1,10	1,10	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11
0,2	1,15	1,16	1,18	1,19	1,20	1,21	1,22	1,22	1,23	1,23	1,23
0,3	1,19	1,22	1,24	1,27	1,29	1,30	1,32	1,33	1,34	1,35	1,36
0,4	1,23	1,27	1,30	1,33	1,36	1,39	1,42	1,44	1,46	1,48	1,50
0,5	1,26	1,31	1,36	1,40	1,44	1,48	1,51	1,55	1,58	1,61	1,63
0,6	1,29	1,35	1,41	1,46	1,51	1,56	1,61	1,65	1,70	1,74	1,78
0,7	1,32	1,39	1,46	1,52	1,59	1,65	1,71	1,76	1,82	1,87	1,92
0,8	1,34	1,42	1,50	1,58	1,66	1,73	1,80	1,87	1,94	2,01	2,08
0,9	1,37	1,46	1,55	1,64	1,73	1,81	1,90	1,99	2,07	2,15	2,24
1,0	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4
1,1	1,43	1,54	1,65	1,76	1,87	1,99	2,10	2,22	2,33	2,45	2,57

В этом уравнении T — постоянная величина, определяющая расчетный температурный режим подогревательной установки в точке излома температурного графика при $t_{1в}=70^\circ\text{C}$. При $t_r=50^\circ\text{C}$, $T=0,45$; при $t_r=60^\circ\text{C}$, $T=0,18$.

В уравнении (9.32) величину V определяют по формуле

$$V = \frac{1}{\frac{1}{P} + \frac{G_P^2}{g_P^2 Q_P^2}} \quad (9.33)$$

Значение Q_P^2 принимают равным $Q_r^{\text{макс}}$ или $1,1 Q_r^2$ в зависимости от наличия или отсутствия на тепловом пункте регулятора постоянства расхода. Значение P , при котором удовлетворяется уравнение (9.32), вычисляют следующим образом:

1) находят коэффициенты M_1 и M_2 :

$$M_1 = 0,5\mu_1 n_1; \quad M_2 = 0,6\mu_2 n_2,$$

где n_1 и n_2 — числа секций соответственно в первой и второй ступенях подогревательной установки; μ_1 и μ_2 — коэффициенты загрязненности для первой и второй ступеней подогревательной установки;

2) выбирают произвольное значение P и определяют величину V по формуле (9.33);

3) по величине коэффициента M_1 и по значению V находят из табл. 9.9 коэффициент N_1 ;

4) по величине коэффициента M_2 и по значению P находят из табл. 9.10 коэффициент N_2 ;

5) подставляют постоянные величины и найденные значения V , N_1 и N_2 в формулу (9.32) и проверяют выполнение равенства обеих частей уравнения. Если равенство не удовлетворено, выбирают новое значение P и продолжают расчет, начиная с п. 2;

6) если выбранное значение P удовлетворяет уравнению (9.32), переходят к определению эксплуатационного расчетного расхода и температуры обратной сетевой воды на тепловом пункте.

Эксплуатационный расчетный расход сетевой воды на вторую ступень подогревательной установки определяют по формуле (9.29), а

Таблица 9.10. ЗНАЧЕНИЯ N_2 ДЛЯ РАСЧЕТА ВТОРОЙ СТУПЕНИ СМЕШАННОЙ СХЕМЫ ВКЛЮЧЕНИЯ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ

Р	Коэффициент M_1									
	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3
0,6	0,574	0,736	0,908	1,09	1,28	1,48	1,69	1,91	2,15	2,39
0,7	0,514	0,655	0,800	0,95	1,11	1,27	1,44	1,61	1,79	1,98
0,8	0,468	0,591	0,718	0,847	0,979	1,11	1,25	1,39	1,54	1,69
0,9	0,431	0,541	0,653	0,766	0,880	0,995	1,11	1,23	1,35	1,47
1,0	0,400	0,500	0,600	0,700	0,800	0,900	1,000	1,10	1,20	1,30
1,1	0,374	0,466	0,536	0,646	0,734	0,822	0,909	0,996	1,08	1,17
1,2	0,352	0,436	0,519	0,600	0,680	0,758	0,834	0,910	0,884	1,06
1,3	0,333	0,411	0,487	0,561	0,633	0,703	0,771	0,838	0,903	0,996
1,4	0,316	0,389	0,459	0,527	0,592	0,656	0,717	0,776	0,834	0,889
1,5	0,301	0,369	0,435	0,497	0,557	0,615	0,670	0,724	0,775	0,824
1,6	0,288	0,352	0,413	0,471	0,526	0,579	0,630	0,678	0,723	0,767

Продолжение табл. 9.10

Р	Коэффициент M_2										
	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4
0,6	2,65	2,92	3,21	3,51	3,83	4,17	4,52	4,89	5,29	5,70	6,13
0,7	2,17	2,37	2,58	2,80	3,02	3,25	3,50	3,74	4,0	4,27	4,55
0,8	1,84	1,99	2,15	2,31	2,48	2,65	2,82	3,0	3,18	3,26	3,55
0,9	1,59	1,71	1,84	1,96	2,09	2,22	2,35	2,48	2,61	2,74	2,88
1,0	1,40	1,50	1,60	1,70	1,80	1,90	2,00	2,10	2,20	2,30	2,40
1,1	1,25	1,33	1,41	1,50	1,58	1,66	1,74	1,81	1,89	1,97	2,05
1,2	1,13	1,20	1,27	1,33	1,40	1,47	1,53	1,59	1,65	1,71	1,77
1,3	1,03	1,09	1,15	1,20	1,26	1,31	1,36	1,42	1,46	1,51	1,56
1,4	0,948	0,994	1,04	1,09	1,14	1,18	1,23	1,27	1,31	1,35	1,39
1,5	0,871	0,916	0,959	1,0	1,04	1,08	1,12	1,15	1,19	1,22	1,25
1,6	0,809	0,848	0,886	0,923	0,957	0,990	1,02	1,05	1,08	1,11	1,13

температуру обратной сетевой воды за подогревателем первой ступени в точке излома температурного графика вычисляют по формуле (9.31).

Пример. Определить эксплуатационный расчетный расход сетевой воды на тепловой пункт и температуру обратной воды за подогревателем первой ступени при смешанной схеме включения подогревателей.

Исходные данные для расчета: $Q_p^* = 0,6$ Гкал/ч; $Q_{от}^* = 1,0$ Гкал/ч; $G_p^* = 12,5$ т/ч; $t_p = 60^\circ\text{C}$; $t_{н.р.} = 33^\circ\text{C}$; $t_{н.к.} = 0^\circ\text{C}$.

Первая ступень подогревателя состоит из четырех секций, вторая — из семи, коэффициенты загрязненности соответственно равны $\mu_1 = 0,67$; $\mu_2 = 0,50$.

Решение. Для удобства решения уравнения (9.32) в него и в равенство (9.33) подставляют известные величины:

$$[1 + 0,18 \cdot V(1 + \frac{0,354}{0,6})] N_1 = 1 - 0,18 N_2.$$

Величину $Q_{от.к.}$ определяют по зависимости

$$Q_{от.к.} = \frac{18 - 0}{18 + 33} \cdot 1,0 = 0,354 \text{ Гкал/ч.}$$

Окончательно уравнение (9.32) приобретает вид.

$$(1,18 - 1,59V) N_1 = 1 - 0,18 N_2$$

Находят коэффициенты M_1 и M_2 :

$$M_1 = 0,5 \cdot 0,67 \cdot 4 = 1,34; M_2 = 0,6 \cdot 0,5 \cdot 7 = 2,1.$$

Первоначальное значение P принимают 0,9; при этом $V = 0,442$.

По табл. 9.9 определяют значение N_1 :

при $M_1 = 1,34$ и $V = 0,4$

$$N_1 = 1,18 + (1,23 - 1,18) \frac{1,34 - 1,3}{1,4 - 1,3} = 1,2;$$

при $M_1 = 1,34$ и $V = 0,5$

$$N_1 = 1,2 + (1,26 - 1,2) \frac{1,34 - 1,3}{1,4 - 1,3} = 1,22,$$

при $M_1 = 1,34$ и $V = 0,442$ $N_1 = 1,21$.

По табл. 9.10 определяют значение N_2 :

при $M_2 = 2,1$ и $P = 0,9$ $N_2 = 2,48$.

Полученные величины подставляют в решаемое уравнение

$$(1,18 - 1,59 \cdot 0,442) 1,21 = 1 - 0,18 \cdot 2,48.$$

$$0,577 \neq 0,554.$$

Принятое значение $P = 0,9$ заменяем на $P = 0,92$:

при $P = 0,92$, $V = 0,447$ и $N_1 = 1,21$

$$N_2 = 2,48 + (2,1 - 2,48) \frac{0,92 - 0,9}{1,0 - 0,9} = 2,4.$$

Проверяют уравнение

$$(1,18 - 1,59 \cdot 0,447) 1,21 \cdot 1 - 0,18 \cdot 2,4 \cdot 0,869 \approx 0,568.$$

Эксплуатационный расчетный расход сетевой воды оказывается равным:

$$G_{\Sigma}^p = \frac{18,2 \cdot 0,6}{0,92} = 11,9 \text{ т/ч},$$

а температура обратной воды от теплового пункта —

$$t_{o.n.} = 70 - \frac{(0,6 + 0,354) 10^3}{12,5 + 11,9} = 30,9^\circ\text{C}.$$

Эксплуатационный расчетный расход сетевой воды при последовательной схеме включения подогревателей. Эксплуатационный расчетный расход сетевой воды на тепловой пункт с последовательной схемой подогревательной установки горячего водоснабжения определяют в точке излома температурного графика из следующего уравнения, которое решают методом подбора:

$$T_1 N = 1 + \frac{Q_{от.к}}{Q_{\Sigma}^p} \frac{1 + T - T_1}{V}, \quad (9.34)$$

где T_1 — постоянная величина, определяющая расчетный температурный режим подогревательной установки в точке излома качественного температурного графика при $t_{н.к} = 70^\circ\text{C}$ (При $t_{н.к} = 150^\circ\text{C}$ и $t_{г.к} = 50^\circ\text{C}$ $T_1 = 0,82$, а при $t_{г.к} = 60^\circ\text{C}$ $T_1 = 0,67$). T — значение, которое соответствует принятому при расчете смешанной схемы.

Эксплуатационный расчетный расход при последовательной схеме определяют при «балансовой» нагрузке горячего водоснабжения Q_{Σ}^p , на 25 % превышающей среднюю.

Значение V , при котором удовлетворяется уравнение (9.34), вычисляют следующим образом:

1) находят коэффициент M_1 для первой степени подогревательной установки: $M_1 = 0,5 \mu_{1,1}$;

2) выбирают произвольное значение V ;

3) по величине коэффициента M_1 и по значению V находят по табл. 9.8 коэффициент N ;

4) подставляют постоянные величины и значения V и N в формулу (9.34) и проверяют выполнение равенства обеих частей уравнения. Если равенство не удовлетворено, выбирают новое значение V и продолжают расчет, начиная с п. 3;

5) если выбранное значение V удовлетворяет уравнению (9.34) переходят к определению эксплуатационного расчетного расхода и температуры обратной сетевой воды на тепловом пункте.

Эксплуатационный расчетный расход сетевой воды на тепловой пункт определяют по формуле

$$G_{\Sigma}^p = (g^p Q_{\Sigma}^p) / V,$$

а температуру обратной воды за подогревателем первой ступени при «балансовой» нагрузке горячего водоснабжения — по зависимости

$$t_{o.n.} = 70 - \frac{(Q_{\Sigma}^p + Q_{от.к}) 10^3}{G_{\Sigma}^p}.$$

Пример. Определить эксплуатационный расчетный расход сетевой воды и температуру обратной воды за подогревателем первой ступени при последовательной схеме включения подогревателей. Исходные данные приведены в примере расчета смешанной схемы, за исключением $Q_{\Sigma}^p = 0,2 \text{ Гкал/ч}$.

Для удобства решения уравнения (9.34) в него подставляют известные величины

$$0,67 N = 1 + \frac{0,354}{1,25 \cdot 0,2} \frac{1 + 0,18 - 0,67}{V}$$

или

$$0,67 N = 2,42 - 0,51 / V.$$

Коэффициент $M_1 = 1,34$.

Первоначальное значение V принимают 0,3:

при $M_1 = 1,34$ и $V = 0,3$ $N = 0,859 + (0,877$

$$0,859) \frac{1,34 - 1,3}{1,4 - 1,3} = 0,866.$$

Проверяют уравнение

$$0,67 \cdot 0,866 = 2,42 - 0,51 / 0,3, \\ 0,58 \neq 0,72.$$

Принятое значение V изменяют на 0,2; при этом $N = 0,926$:

$$0,67 \cdot 0,926 = 2,42 - 0,51 / 0,2; \\ 0,52 \neq -0,13.$$

Принимают

$$V = 0,28, \quad N = 0,926 + (0,866 - 0,926) \times \\ \times \frac{0,28 - 0,2}{0,3 - 0,2} = 0,878,$$

$$0,67 \cdot 0,878 = 2,42 - 0,51 / 0,28; \\ 0,59 \approx 0,60.$$

Эксплуатационный расчетный расход сетевой воды оказывается равным:

$$G_{\Sigma}^p = \frac{18,2 \cdot 1,25 \cdot 0,2}{0,28} = 16,25 \text{ т/ч},$$

а температура обратной воды от теплового пункта

$$t_{o.n.} = 70 - \frac{(1,25 \cdot 0,2 + 0,354) 10^3}{16,25} = 32,8^\circ\text{C}.$$

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

А

- Автоматизация насосных станций:
 - при ровном профиле местности 281, 288, 296
 - при понижающемся профиле местности 290, 293
 - при понижающемся профиле местности 285
- Автоматизация ливнотки тепловой сети 278
- Ариатура:
 - гидравлическое сопротивление 209
 - технические требования 43

Б

- Баки-аккумуляторы:
 - защита от коррозии 364
 - контроль состояния 372
 - требования к устройству 363
- Блокировочное устройство для калориферов 271

В

- Водомеры 219
- Водоподогреватели для местных систем:
 - гидравлическое сопротивление 52
 - тепловой расчет водоводяных подогревателей 49
 - тепловой расчет пароводяных подогревателей 52
 - технические данные 48
- Воздушник 114
- Воздушно-отопительные агрегаты 93

Г

- Газоопасные камеры 371
- Гидравлические испытания трубопроводов сети:
 - выбор участков 318
 - задачи 317
 - измерительные приборы 317—319
 - контроль точности 327
 - обработка результатов 327
 - пример расчета параметра 320
 - проведение 326
 - расчет параметров 319
 - утечка при испытаниях 327
- Гидравлический расчет тепловых сетей:
 - коэффициенты местных сопротивлений 189
 - номограмма для расчета линейных потерь 189
 - основные зависимости 182
- Гидравлический режим тепловых сетей:
 - автоматизации 281, 296
 - пьезометрический график 199
 - технические требования 199
- Гидравлическая устойчивость 204
- Гидропневматическая промывка сетей 372
- Грязевики 68

Д

- Давление:
 - при испытаниях на плотность 364
 - рабочее для водоводяных подогревателей 48
 - рабочее для калориферов 76—95
 - рабочее для нагревательных приборов 97
 - рабочее для трубопроводов и арматуры 43
- Дренажный агрегат 113
- Дренаж сооружений сети 371
- Дроссельные диафрагмы:
 - корректировка размеров 213, 214
 - расчет отверстий 209
 - установка 210

З

- Защита трубопроводов от коррозии:
 - катодной поляризацией 375
 - покрытиями 375
 - проверка и эксплуатация устройств защиты 378

И

- Измерительная диафрагма 217, 319, 418
- Индикаторы коррозии 371
- Испытания сетей на плотность:
 - гидравлические 364
 - измерительные приборы 364
 - окрашивание сетевой воды 356

- периодичность 353
- пневматические 354
- эксплуатационные 355
- Испытания сетей на расчетную температуру:
 - задание параметров 347
 - задачи 345
 - измерительные приборы 347
 - оценка результатов 352
 - периодичность 345
 - подготовительные работы 348
 - подпитка сети 347
 - проведение 351
 - рабочие программы 349
 - режим 346
 - техника безопасности 351, 353
 - требования к включению местных систем 346

К

- Калориферы:
 - гидравлическое сопротивление 209
 - коэффициенты теплопередачи 76
 - примеры расчета 148—152
 - расчет на заданную температуру обратной воды 144
 - расчет на заданную теплопроизводительность 146
 - режим регулирования 150
 - технические данные 76
- Клапаны:
 - предохранительные 255
 - регулирующие 257
 - смещения-защиты 259
- Климатологические данные 5
- Компенсаторы:
 - сапунные 45
 - сифонные 46
- Кондиционеры 89—93
- Контроль режима в системе теплоснабжения 277
- Котлы:
 - водогрейные 30
 - малой мощности 40
- Коэффициент часовой неравномерности водопотребления 152, 153

Н

- Нагревательные приборы:
 - расчет 141
 - технические данные 97
- Наладка водяных тепловых сетей:
 - анализ режимов 141
 - обследование 140
 - основные положения 139
- Насосные станции:
 - автоматизация 281, 296
 - назначение 200, 201, 281—296
 - обслуживание 372
 - технические требования 363
- Насосы:
 - рабочие характеристики 56
 - технические данные 53
- Насосы ЦТП:
 - автоматизация 267, 290—303
 - выбор 300
 - назначение 299, 300
 - схемы включения 122, 124, 130, 131
- Нормирование:
 - расхода электроэнергии на перекачку воды 404
 - тепловых потерь с утечкой 403
 - тепловых потерь через изоляцию трубопроводов 402
 - утечки воды 403

О

- Обслуживание оборудования 372
- Обслуживание тепловых сетей 369, 370
- Открытая система теплоснабжения 202—204
- Отопительно-вентиляционные характеристики зданий 22

П

- Периодичность испытаний сетей 371
- Плотность:
 - воды 21

- воздуха 22
- Подпитывающие насосы:
 - в закрытой системе теплоснабжения 201
 - в открытой системе теплоснабжения 206
- Подогреватели:
 - сетевой воды 36
 - котлорезервуарной воды 48
 - воды для систем отопления 48
- Подпиточные насосы:
 - в закрытой системе теплоснабжения 201
 - в открытой системе теплоснабжения 206
- Приборы для измерения и контроля:
 - давления 216
 - расхода воды 217
 - расхода теплоты 222
 - температуры 215
- Приборы для регулирования:
 - давления 243
 - давления и расхода воды 248
 - калориферных установок 240
 - расхода теплоты 229
 - температуры воды в системах горячего водоснабжения 225
 - температуры воздуха в помещениях 237
 - уровня воды 247
 - циркуляционного расхода воды 229
- Применение в эксплуатации 366
- Присоединение местных систем 116
- Пуск тепловой сети в эксплуатацию 367—369

Р

- Расчетные расходы сетевой воды 180—182
- Расход горячей воды у потребителей:
 - нормы 29
 - эксплуатационный 152
- Регистрация трубопроводов 366
- Регулирование в тепловых сетях:
 - калориферных установок 213
 - неэлеваторного теплового пункта 213
 - общие положения 212
 - элеваторного теплового пункта 213, 214
- Режим регулирования отпуска тепла:
 - влияние ветра 135
 - влияние нагрузки горячей водоснабжения 154
 - обозначение величин 153
 - общие положения 154
 - температурные графики 155
- Ремонт тепловых сетей и пунктов 380—391

С

- Сетевые насосы:
 - в открытой системе теплоснабжения 206
 - испытания 327
 - напор 200
 - подача 200
- Система единиц 4
- Строительство тепловых сетей:
 - производство работ 394—398
 - согласование проекта 358
 - технический надзор 358
 - технические условия 357
- Схемы тепловых пунктов при:
 - недопустимо высоком давлении в обратной линии 122
 - недостаточном напоре в обратной линии 120
 - недостаточном напоре в подающей линии 124
 - недостаточном эксплуатационном напоре 124
 - независимом присоединении местных систем 127
 - подмешивании и недопустимо высоком давлении в обратной линии 131
 - подмешивании и недостаточном напоре в обратной линии 134
 - подмешивании и недостаточном напоре в подающей линии 135
 - пониженной температуре воды у потребителей 129

Т

- Температура обратной воды:
 - в летний период 174
 - при качественном графике температур 155
 - при водоразборе 166
 - от тепловых пунктов с подогревателями горячей водоснабжения 155
- Температура теплоносителя:
 - в системах горячего водоснабжения 152

- в системах отопления 22
- Температурная волна 338
- Температурный график:
 - качественный для калориферных установок 155
 - качественный для отопительных систем 155
- повышенный в закрытой системе теплоснабжения 165
- скорректированный в открытой системе теплоснабжения 166
- Тепловые испытания сетей:
 - анализ результатов 339
 - выбор участков 333
 - задачи 329, 333
 - измерительные приборы 336
 - исходные данные 333
 - контроль точности 338
 - обработка результатов 338
 - подготовительные работы 336
 - пример расчета 340
 - проведение 337
 - расчет параметров 334
- Тепловые нагрузки на:
 - горячее водоснабжение 152
 - калориферные установки 142
 - отопление 141
- Тепловые потери трубопроводов через изоляцию:
 - нормативные 331
 - нормируемые эксплуатационные 331
 - принципы нормирования 320
 - расчет нормативных среднегодовых величин 330
- Тепловые пункты:
 - испытания оборудования 373
 - регулирование гидравлического режима 304
 - регулирование расхода теплоты 304—313
 - регулирование температуры горячей воды 313
 - схемы при различных гидравлических режимах сети 118
- Теплофикационные турбины 30
- Термодинамические свойства водяного пара 21
- Технические требования к оборудованию тепловых сетей:
 - арматура 361
 - баки-аккумуляторы 363
 - дренажные устройства 359
 - компрессоры 362
 - местные системы 365
 - насосные станции 363
 - опоры 362
 - размещение измерительных приборов 362
 - способы прокладки 358
 - тепловая изоляция 363
 - тепловые камеры 361
 - тепловые пункты 364
- Теченскатели 270
- Трубопроводы 43

У

- Учет отпуска и потребления тепловой энергии:
 - группы учета 408
 - задачи 404
 - приборы учета 403, 409—412
 - пример расчета 413
 - проверка приборов учета 408

Ф

- Фиксатор перемещения сапунного компенсатора 348
- Флуоресценция 357

Ц

- Циркуляция горячей воды при непосредственном водоразборе 202

Ш

- Шурфовки на тепловых сетях 370

Э

- Эквивалентная шероховатость трубопроводов:
 - определение 188, 329
 - поправочный коэффициент 188
- Элеваторы:
 - корректировка размеров сопла 213
 - применение 206
 - расчет 71
 - технические данные 71

О Г Л А В Л Е Н И Е

Предисловие	3	4.8. Гидравлический режим открытой системы теплоснабжения	202
Глава 1. Общие сведения	4	4.9. Расчет смешительных и дроссельных устройств	206
1.1. Единицы международной системы СИ и соотношения между применяемыми единицами и единицами системы СИ	4	4.10. Регулирование тепловых сетей	212
1.2. Климатологические данные по некоторым городам СССР	5	Глава 5. Средства контроля и автоматизации систем теплоснабжения	215
1.3. Свойства воды, водяного пара и воздуха	21	5.1. Контрольно-измерительные приборы	215
1.4. Удельные тепловые характеристики зданий, расчетные температуры внутреннего воздуха и допустимые температуры поверхности нагревательных приборов	22	5.2. Средства регулирования температуры и расхода теплоты	225
1.5. Нормы расхода горячей воды	29	5.3. Средства регулирования давления и расхода воды	243
Глава 2. Оборудование систем централизованного теплоснабжения	30	5.4. Регулирующие клапаны	257
2.1. Теплоприготовительное оборудование ТЭЦ и котельных	30	5.5. Средства автоматизации центральных тепловых пунктов	267
2.2. Трубопроводы и оборудование тепловых сетей	43	Глава 6. Автоматизация тепловых сетей и тепловых пунктов	277
2.3. Водоводяные подогреватели	48	6.1. Измерение технологических параметров	277
2.4. Насосы	53	6.2. Автоматизация подпитки тепловых сетей	278
2.5. Грязевики	68	6.3. Автоматизация гидравлического режима тепловой сети	281
2.6. Элеваторы	71	6.4. Автоматизация насосного оборудования в ЦТП	299
2.7. Калориферы	76	6.5. Регулирование гидравлического режима на тепловых пунктах	304
2.8. Воздушно-отопительные агрегаты	93	6.6. Регулирование расхода теплоты в системах теплоснабжения	304
2.9. Нагревательные приборы	97	6.7. Принципиальные схемы автоматического регулирования расхода теплоты на центральных и индивидуальных тепловых пунктах	306
2.10. Нестандартное оборудование	113	6.8. Регулирование температуры воды на горячее водоснабжение при закрытой системе теплоснабжения	313
Глава 3. Присоединение потребителей теплоты к водяным тепловым сетям	115	6.9. Регулирование температуры воды на горячее водоснабжение при непосредственном водоразборе из тепловой сети	313
3.1. Присоединение систем отопления и вентиляции	116	Глава 7. Испытания трубопроводов и оборудования водяных тепловых сетей	317
3.2. Присоединение систем горячего водоснабжения	116	7.1. Гидравлические испытания	317
3.3. Схемы тепловых пунктов	118	7.2. Тепловые испытания и нормирование тепловых потерь	329
Глава 4. Наладка водяных тепловых сетей	140	7.3. Испытания сетей на расчетную температуру теплоносителя	345
4.1. Основные положения	140	7.4. Испытания на плотность	353
4.2. Обследование системы централизованного теплоснабжения	140		
4.3. Определение тепловых нагрузок потребления	141		
4.4. Расчет режимов отпуска теплоты	153		
4.5. Определение расчетных расходов теплоносителя	180		
4.6. Гидравлический расчет тепловых сетей	184		
4.7. Разработка гидравлического режима тепловых сетей	199		

Глава 8. Эксплуатация тепловых сетей и тепловых пунктов	357	Глава 9. Повышение экономичности теплоснабжения	401
8.1. Технические условия и технический надзор при строительстве тепловых сетей	357	9.1. Основные направления работы и меры по экономии тепловой и электрической энергии при эксплуатации тепловых сетей	401
8.2. Основные технические требования к строительству наружных водяных тепловых сетей, тепловых пунктов и систем теплопотребления	358	9.2. Нормирование и технико-экономические показатели тепловой сети	402
8.3. Приемка в эксплуатацию	365	9.3. Учет отпуска и потребления теплоты	404
8.4. Пуск водяных тепловых сетей, тепловых пунктов и систем теплопотребления	367	9.4. Перевод работы системы теплоснабжения на повышенный температурный график	419
8.5. Обслуживание тепловых сетей	369	9.5. Перевод работы системы теплоснабжения на новую расчетную температуру наружного воздуха	420
8.6. Обслуживание тепловых пунктов	372	9.6. Определение эксплуатационного расчетного расхода теплоносителя на тепловые пункты в закрытой системе теплоснабжения	423
8.7. Защита трубопроводов тепловых сетей от коррозии	374	Предметный указатель	429
8.8. Ремонт тепловых сетей и тепловых пунктов	380		
8.9. Рекомендации по качеству строительства тепловых сетей	394		

Справочное издание

Манюк Владимир Иванович
Каплинский Яков Ионович
Хиж Эдуард Бенцович
Манюк Александр Иванович
Ильин Владимир Константинович

НАЛАДКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ВОДЯНЫХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Редакция литературы по жилищно-коммунальному хозяйству

Зав. редакцией **Т. А. Горькова**
 Редакторы **Р. Х. Исеева, А. А. Широкова**
 Мл. редактор **Л. А. Козий**
 Технический редактор **Е. Л. Сангурова**
 Корректор **Г. А. Кравченко**

ИБ № 4504

Сдано в набор 03.02.88. Подписано в печать 25.10.88. Т - 20419. Формат 70х100/16. Бумага **офсетная №2**. Гарнитура «Литературная». Офсетная печать. Усл. печ. л. 34,83. Усл. кр.-отт. 34,83. Уч.-изд. л. 47,43. Тираж 47 000 экз. Изд. № АХ-1975. Заказ 864. Цена 2 р. 80 к.

Стройиздат, 101442, Москва, Каляевская, 93а
 Московская типография № 4 Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательства, полиграфии и книжной торговли 129041, Москва, Б. Переславский, д. 46.